

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

Институт *физики высоких технологий*

Направление подготовки *18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии*

Кафедра *общей химии и химической технологии*

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка основного оборудования установки подготовки нефти месторождения «Хвойное» УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM51	Мышкина Алена Николаевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент. каф. ОХХТ	Балмашнов М.А.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Раденков Т.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОХХТ	Ан В.В.	К.Т.Н.		

Томск – 2017г.

Планируемые результаты освоения образовательной программы

Код результата	Результат освоения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованны х сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,3,14,17,18,26,27 ОК-1,3), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
Р2	Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13 ОК-2), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
Р3	Разрабатывать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,19-25 ОК-4), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
Р4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем с позиций энерго и ресурсосбережения	Требования ФГОС (4,5,7,8,9 ОК-4), Критерий 5 АИОР (п.1.4)

P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-2,9,10,15,16, ОК-4,5), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,3), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (2.6)
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3), Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P9	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ПК-26,27, ОК-4,5), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

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

Институт физики высоких технологий
Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Кафедра общей химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерская диссертация

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

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Мышкина Алена Николаевна

Тема работы:

Разработка основного оборудования установки подготовки нефти месторождения «Хвойное»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.12.16 № 10497/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.15
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	<i>Технологическая схема установки подготовки нефти Провести технологический и механический расчет основного оборудования установки подготовки нефти. Тип теплообменника – труба в трубе, тип сепаратора – газосепаратор сетчатый; Расход 80 тыс тонн/год</i>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	1. Технологический расчет: - описание технологической схемы; - определение поверхности теплообмена; - подбор теплообменника. 2. Конструктивно-механический расчет: - определение расчетных параметров; - определение толщины стенки обечайки, днища, крышки; - расчет фланцевых соединений; - укрепление отверстий; - расчет на прочность и устойчивость. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: - анализ производственной мощности; - расчет себестоимости продукции; - анализ безубыточности производства; - определение технико-экономических показателей. 3. Социальная ответственность: - анализ опасных факторов проектируемой производственной среды; - охрана окружающей среды; - защита в чрезвычайной ситуации.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Лист 1 – Технологическая схема (A1). Лист 2,3, – теплообменник типа труба в трубе. Чертеж общего вида (A0). Лист 3,4 – газосепаратор сетчатый (A0), (A1)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	к.т.н., доцент Криницына З.В.
Социальная ответственность	Ассистент кафедры ЭБЖ Раденков Т.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Глава 8 Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.02.17
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Балмашнов М.А.	к.т.н., доцент		04.02.17

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM51	Мышкина Алена Николаевна		04.02.15

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

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Мышкина Алена Николаевна

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Энего и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии/ машины и аппараты химических и нефтеперерабатывающих производств

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ПО 132 737 руб.; Размер оклада руководителя проекта 36 800 руб.; Размер стипендии дипломника 11 000 руб.;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 24 месяца; Дополнительная заработная плата – 15 % от основной; Накладные расходы - 10% от суммы всех расходов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды во внебюджетные фонды – 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Построение оценочной карты для сравнения конкурентных разработок
2. Разработка устава научно-технического проекта	Планирование комплекса работ на создание проекта, построение графика выполнения работ
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Карта сегментирования рынка услуг - Оценка конкурентоспособности технических решений - Диаграмма Исикава - Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации - Перечень заинтересованных сторон проекта - Цели и результаты проекта - Рабочая группа проекта - Ограничения проекта - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты - Затраты на спецоборудование для научных работ - Расчет основной заработной платы
--

12.	<i>Баланс рабочего времени</i>
13.	<i>Схема проектной структуры проекта</i>
14.	<i>Матрица ответственности</i>
15.	<i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.03.2017
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына З.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM51	Мышкина А.Н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Мышкина Алена Николаевна

Институт	(ИФВТ)	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	«Машины и аппараты химических и нефтеперерабатывающих производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Описание составного цеха на предмет возникновения – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, недостаточное освещение, шумы, электромагнитные поля) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Федеральный закон № 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года «О специальной оценке условий труда» Федеральный закон №184-ФЗ «о техническом регулировании от 27 декабря 2002 года. Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г (ред от 10.07 2012г) «Технический регламент о требованиях к пожарной безопасности»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Вредные факторы – Взрыво- и пожароопасность – Токсичность продуктов – Возможность поражения электрическим током
--	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования - повышенная температура поверхностей оборудования, материалов - наличие электроприборов и возможность возникновения заряда статического электричества - наличие легковоспламеняющихся жидкостей
3. Охрана окружающей среды: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Характеристика отходов производства, сточных вод и газовых выбросов. Влияние отходов производства на атмосферу, литосферу, гидросферу
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения. Пожарная безопасность, противопожарное водоснабжение, пенное пожаротушение. Первичные средства пожаротушения, немеханизированный пожарный инструмент и инвентарь
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правила работы с веществами, применяемыми в производстве, средства защиты работающих
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.04.2016
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Раденков Тимофей Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Мышкина Алена Николаевна		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 166 с., 18 рис., 20 табл., 34 источника, 2 прил.

Ключевые слова: теплообменник, поверхность теплообмена, трубы, механическая прочность, механическая устойчивость, тепловой расчет, нефть, газ, газосепаратор сетчатый

Объектом исследования является УПН Хвойного месторождения, мощностью 80 тыс. тонн/год

Цель работы — подбор и проведение поверочного расчета основного технологического оборудования при увеличении производительности на 10%

В результате расчетов установлено, что находящийся в эксплуатации теплообменник Т2 подобран с запасом 700 %, что является нерациональным. Таким образом, нами было внесено предложение о его замене на более дешевый и энергоресурсосберегающий теплообменник ТТМ. При росте планов на добычу нефти на 10% подобранный теплообменный аппарат сохраняет механическую прочность и обеспечивает бесперебойное течение процесса. Также был рассчитан газосепаратор сетчатый с объемом 1,6 м³. Были рассмотрены следующие вопросы: описание ныне действующей технологической схемы установки подготовки нефти и принцип работы теплообменника типа трубе в трубе и сетчатого газосепаратора. В разделе «социальная ответственность» произведен отбор законодательных и нормативных документов по теме, анализ выявленных опасных и вредных факторов проектируемой производственной среды, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Разработаны мероприятия по ведению безопасного технологического процесса. В разделе «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были рассмотрены методы коммерциализации проекта и его инициации, а так же дали оценку сравнительной эффективности исследования.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	9
2. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР.....	10
2.1 Теплообменники.....	10
2.1.1 Виды теплообменников по способу передачи тепла.....	11
2.1.2 Факторы, влияющие на эффективность теплообмена.....	12
2.2 Сепараторы.....	13
2.2.1 Сепарация.....	15
2.2.2 Факторы, влияющие на эффективность сепарации.....	18
3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	20
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	22
4.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН...22	
4.2 Исходные данные к проектируемой установке.....	27
4.2.1 Характеристика исходного сырья, реагентов, продукции.....	27
5. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННИКА ТИПА ТРУБА В ТРУБЕ.....	33
5.1 Тепловой расчет теплообменника.....	33
5.1.1 Расчет удельной теплоемкости и динамической вязкости.....	33
5.1.2 Расчет движущей силы процесса теплообменника.....	35
5.1.3. Ориентировочный расчет поверхности теплообмена.....	35
5.1.4 Подбор теплообменника.....	35
5.1.5 Уточненный расчет поверхности теплообмена.....	37

5.2. КОНСТРУКТИВНЫЙ РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННИКА.....	38
5.2.1 Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов.....	40
5.3 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ НАРУЖНОЙ ТРУБЫ, НАГРУЖЕННОЙ ВНУТРЕННИМ ИЗБЫТОЧНЫМ ДАВЛЕНИЕМ.....	42
5.3.2 Определение температурных деформаций в корпусе теплообменника.....	43
5.3.3 Расчет штуцеров для аппарата.....	43
5.3.4 Расчет толщины стенки днища(крышки) аппарата.....	44
5.3.5 Расчет фланцевого соединения.....	45
5.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	46
5.4.1 Расчетные температуры.....	46
5.4.2 Эффективная ширина плоской прокладки.....	48
5.4.3 Податливость прокладки.....	49
5.4.4 Расчетные параметры фланцев.....	50
5.4.5 Угловая податливость фланцев.....	52
5.4.6 Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки.....	54
5.4.7 Расчет фланцев на статическую прочность.....	55
5.4.8 Проверка углов поворота фланцев.....	57
5.5. ПАТРУБКИ В ОБЕЧАЙКЕ	58
5.5.1 Расчет патрубков для штуцеров.....	58
5.5.2 Расчет укрепления отверстия при внутреннем давлении.....	60
5.5.3 Подбор стандартных штуцеров для аппарата.....	61

5.6 РАСЧЕТ ТРУБНОЙ ПЛИТЫ.....	63
5.6.1 Коэффициенты изменения жесткости системы трубы-кожух.....	65
5.6.2 Определение усилий в элементах теплообменного аппарата.....	66
5.6.3 Расчетные напряжения в трубных решетках.....	71
5.6.4 Расчет трубы на прочность, устойчивость и жесткость. Расчет крепления труб к трубной решетке.....	74
5.7 РАСЧЕТ МАССЫ АППАРАТА.....	75
5.8 РАСЧЕТ СТАНДАРТНОЙ ОПОРЫ АППАРАТА.....	77
6. РАСЧЕТ ГАЗОСЕПАРАТОРА ГС.....	78
6.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.....	78
6.1.1 Расчет горизонтального сепаратора по газу.....	78
6.1.2 Расчет условных диаметров патрубков газосепаратора.....	79
6.2 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГС.....	79
6.2.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением.....	80
6.2.2 Расчет выпуклой (эллиптической) крышки.....	82
6.2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках.....	83
6.2.4 Расчет опорной пластинчатой стойки.....	96
6.2.5 Расчет фланцевого соединения.....	99
6.2.6 Расчет массы аппарата.....	111
6.2.7 Расчет опор.....	113

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ. РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	121
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	121
7.2 Анализ конкурентных технических решений.....	122
7.3 Диаграмма Исикавы.....	124
7.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	126
7.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	129
7.6 Инициация проекта.....	129
7.7. Планирование управления научно-техническим проектом.....	132
7.7.1 Бюджет научного исследования.....	132
7.7.2 Организационная структура проекта.....	137
7.7.3 Матрица ответственности.....	137
7.9 План проекта.....	138
7.10 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	138
7.10.1 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	138
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	145
8.1. Техногенная безопасность.....	145
8.2 Региональная безопасность.....	154
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	155
8.4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	158
8.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений	160

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	162
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	163
СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	167

ВВЕДЕНИЕ

В процессе добычи нефти вместе с ценным продуктом на поверхность извлекается вода, попутный газ, механические примеси и растворенные в пластовой воде соли.

Наличие данных веществ значительно затрудняют транспортировку, хранение и переработку нефти, приводят в негодность трубопроводы и аппаратуру и вызывают дополнительные материальные затраты.

Для снижения пагубного воздействия попутных веществ, применяется промысловая подготовка нефти, которая включает в себя процессы обезвоживания, обессоливания нефти и сепарации ее от газа. Установка подготовки нефти (УПН) имеются практически на каждом месторождении. Выбор оборудования, которым она снабжена, определяется физико-химическими свойствами подготавливаемой нефти.

При росте планов на добычу нефти и, соответственно, росте объемов производства нефти возрастает нагрузка на оборудование подготовки нефти.

Установка сепарации нефти и газа – сердце цеха подготовки и перекачки нефти Хвойного месторождения. Именно на эту часть установки подготовки нефти лежат основной груз ответственности при повышении объема подготавливаемой нефти. Именно здесь может начаться аварийная ситуация в том случае, если эксплуатируемая установка не сможет принять планируемый объем нефти без дополнительной модернизации производства.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Хвойное нефтяное месторождение находится в юго-западной части Александровского района Томской области, в 1250 км от г. Томска, в среднем течении р. Колтогорской, левого притока р. Ларьеган.

Зима холодная – абсолютная минимальная температура воздуха в январе минус 51°С. Лето короткое, но теплое – абсолютная максимальная температура воздуха в июле + 35°С. По климатическому районированию относится к подрайону IV. Нормативная глубина сезонного промерзания, рассчитанная в соответствии с п. 2.27 СНиП 2.02.01-83* составляет для суглинков и глин 2,05 м, для супесей и песков – 2,50 м.

Максимальная проектная производительность УПН Хвойного месторождения составляет:

- по нефти – 80 тыс.т/год;
- по жидкости – 100 тыс.т/год;
- по газу – 7,112 млн.м³/год;
- по пластовой воде – 20 тыс.т/год.

На УПН предусмотрен герметизированный сбор и подготовка продукции скважин кустов № 1, 2, 3 Хвойного нефтяного месторождения.

Оборудование УПН обеспечивает подготовку нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 и откачку её на пункт налива, с последующим вывозом товарной нефти автоцистернами. Выделенный в процессе подготовки нефти попутный газ используется в качестве топлива для технологических нужд, в котельной и для выработки электроэнергии на газопоршневых электростанциях (ГПЭС), входящих в состав энергоблока. Пластовая вода, выделенная в процессе подготовки, проходит очистку вместе со сточными водами до качества в соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88 и откачивается в систему ППД на куст № 2.

2. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

2.1 Теплообменники

По принципу действия теплообменники подразделяются на рекуператоры и регенераторы. В рекуператорах движущиеся теплоносители разделены стенкой. К этому типу относится большинство теплообменников различных конструкций. В регенеративных теплообменниках горячий и холодный теплоносители контактируют с одной и той же поверхностью поочередно. Теплота накапливается в стенке при контакте с горячим теплоносителем и отдаётся при контакте с холодным, как, например, в кауперах доменных печей. Теплообменники применяются в технологических процессах нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, атомной, холодильной, газовой и других отраслях промышленности, в энергетике и коммунальном хозяйстве. От условий применения зависит конструкция теплообменника. Существуют аппараты, в которых одновременно с теплообменом протекают и смежные процессы, такие как фазовые превращения, например, конденсация, испарение, смешение. Такие аппараты имеют свои наименования: конденсаторы, испарители, градирни, конденсаторы смешения. В зависимости от направления движения теплоносителей рекуперативные теплообменники могут быть прямоточными при параллельном движении в одном направлении, противоточными при параллельном встречном движении, а также при взаимно поперечном движении двух взаимодействующих сред.

В соответствии со своим функциональным назначением, теплообменники бывают следующих видов:

- подогреватели;
- холодильники;
- испарители;

- конденсаторы;
- сублиматоры;
- плавители и т.п.

В соответствии с типом конструкции, теплообменники бывают следующих видов:

- нагревающие/охлаждающие рубашки, оснащенные мешалкой;
- трубчатые (в т.ч. кожухотрубные);
- теплообменники типа «труба в трубе»;
- спиральные;
- пластинчатые;
- пластинчато-ребристые;
- блочные графитовые;
- воздушные охладители с ребристыми трубами;
- оросительные;
- башенные. [18]

2.1.1 Виды теплообменников по способу передачи тепла

В соответствии со способом передачи тепла теплообменные аппараты могут быть:

- поверхностными;
- смешительными.

Поверхностные теплообменники передают тепло посредством разделительных твердых стенок. Смесильные теплообменники передают тепло посредством непосредственного контакта холодных и горячих сред (т.е. смешения).

Поверхностные аппараты подразделяются на следующие виды:

- рекуперативные;

- регенеративные.

Рекуперативные теплообменники передают тепло посредством разделяющей стены со специальной теплообменной поверхностью (или нагревательной поверхностью). Регенеративные теплообменники также оснащены нагревающейся стенкой, но процесс передачи тепла отличается от рекуперативного теплообменника. В аппаратах данного типа оба теплоносителя по очереди контактируют с одной и той же стенкой, которая аккумулирует тепло по мере прохождения горячего потока и отдает тепло при прохождении холодного потока. Регенераторы способны функционировать только в периодическом режиме. Рекуператоры способны работать в обоих режимах: непрерывном и периодическом. [18]

2.1.2 Факторы, влияющие на эффективность теплообмена

Процесс теплообмена между жидкостью и стенкой, которую эта жидкость омывает, называется конвективным теплообменом, или процессом теплоотдачи. Процесс теплоотдачи предполагает, что теплота передается одновременно путем теплопроводности и конвекции, и поэтому такой вид теплообмена представляет собой сложный процесс, зависящий от большего числа факторов по сравнению с процессом чистой теплопроводности.

Конвективный теплообмен характерен для большинства процессов тепловой обработки строительных материалов и изделий, связанных с прохождением газов через слой материала, через садку изделий, над уровнями жидкостей при сушке и т. д.

Факторы, влияющие на процесс теплоотдачи, условно можно разделить на следующие группы.

I. Природа возникновения движения жидкости вдоль стенки. В зависимости от причины, вызывающей движение жидкости, различают два вида движения - свободное и вынужденное. Свободное движение, называемое иначе естественной конвекцией, вызывается подъемной силой, обусловленной

разностью плотностей холодных и нагретых частиц жидкости. Интенсивность свободного движения зависит от вида жидкости, разности температур между отдельными ее частицами и объема пространства, в котором протекает процесс.

Вынужденное движение жидкости, или вынужденная конвекция, обусловлено работой внешних агрегатов (насоса, вентилятора и т. п.). Движущая сила при этом виде движения возникает вследствие разности давлений, устанавливающихся на входе и выходе из канала, по которому перемещается жидкость. Если скорость вынужденного движения небольшая и есть разница температур между отдельными частицами жидкости, то наряду с вынужденным движением может наблюдаться и свободное движение.

II. Режим движения жидкости. Движение жидкости может иметь ламинарный или турбулентный характер. В первом случае частицы жидкости в форме отдельных несмешивающихся струй следуют очертаниям канала или стенки и профиль скоростей на достаточном удалении от начала трубы имеет вид правильной параболы. Подобное распределение установившихся скоростей обуславливается наличием сил внутреннего трения (вязкости) между частицами жидкости. При этом максимальная скорость движения частиц жидкости, перемещающейся по оси трубы, в 2 раза больше средней скорости их движения, получаемой в результате деления секундного объема жидкости на площадь поперечного сечения трубы. [18]

2.2. Сепараторы

По характеру действующих сил сепараторы делятся на следующие:[4]

- а) Гравитационные, разделение фаз в которых происходит за счет разности плотностей жидкости и газа или твердых частиц и газа.
- б) Насадочные, в которых фазы разделяются за счет сил тяжести и инерции.
- в) Центробежные, разделение в которых происходит за счет центробежных и инерционных сил.

По форме и положению в пространстве сепараторы делятся на следующие:

- цилиндрические горизонтальные;
- цилиндрические вертикальные;
- сферические.

Все сепараторы, как правило, состоят следующих секций:

- основная сепарационная;
- осадительная;
- секция сборки жидкости;
- секция каплеулавливания.

Основная сепарационная секция предназначена для отделения основной части жидкости от входящего газожидкостного потока. Сепарация газа от нефти начинается при снижении давления последней до давления насыщения и ниже.

Выделившейся газ стремится в сторону понижения давления, а затем в сепаратор. Двигаясь в сторону пониженного давления, газ в виде пузырьков, расширяющихся и соединяющихся в более крупные, увлекают нефть и в то же время опережают ее. Процесс этот продолжается до входа в сепаратор. Перед входом в сепаратор продукция скважин всегда состоит из двух фаз – газовой и жидкой. В газонефтяном сепараторе происходит два основных процесса:

- отделение выделившегося свободного газа;
- выделение свободного и растворенного в нефти газа.

В осадительной секции происходит дополнительное выделение пузырьков газа из нефти. В газонефтяных сепараторах для интенсификации этого процесса применяется наклонные плоскости. При этом поток нефти должен плавно, без брызг сливаться в нижнюю часть сепаратора.

Секция каплеулавливания предназначена для улавливания частиц жидкости в уходящем из сепаратора газе. Секция состоит из отбойных устройств (насадок) различного вида.

Кроме функций, выполняемых описанными выше секциями, в конструкциях сепараторов должны быть элементы, предотвращающих образование пены и гасящие ее.

7.7.2 Сепарация

Процесс стабилизации нефти начинается сразу же на первых этапах движения нефти. Первым узлом отбора легких фракций оказываются трапио – сепарационные установки, на которых от нефти отделяется свободный газ, подаваемый далее на промысловую компрессорную станцию или на газобензиновый завод. От проведения процессов сепарации зависят потери легких фракций нефти при последующем транспорте и хранении ее. При моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) существенно увеличивается уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струей свободного газа.

При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях можно достигнуть выделения в основном только свободного газа.

При сборе нефтей давление на пути от скважины до товарных парков или нефтеперерабатывающих заводов снижается до атмосферного и нефть стремится принять температуру окружающей среды, что существенно сказывается на распределении углеводородов между фазами на сепарационных узлах, т.е. создаются условия для регулирования этого процесса подбором соответствующих условий (числом ступеней, перепадом давления между ними и изменением температуры).

Особое значение ступенчатая сепарация приобретает тогда, когда имеется необходимость в утилизации попутных газов с момента начала эксплуатации нефтяных месторождений. При этом повышенное давление первых ступеней сепарации нефти позволяет передать относительно сухой газ любому потребителю на значительные расстояния[4].

Технологические процессы сепарации нефти от газа в сепараторах подчиняются общему закону равновесия между нефтью и газом, когда парциальное давление компонентов в жидкой фазе равно парциальное давление компонентов в паровой фазе.

Если пары и жидкость находятся в состоянии равновесия, то, используя законы Рауля и Дальтона, имеем:[4]

$$P_1 \times x = P_y \quad (2.1)$$

$$P_2 \times (1-X) = P(1-y) \quad (2.2)$$

$$\frac{P_1}{P_2} \times \frac{X}{1-X} = \frac{Y}{1-Y} \quad (2.3)$$

$$\frac{Y}{1-Y} = K \times \frac{X}{1-X} \quad (2.4)$$

Полученное уравнение является уравнением равновесия фаз, где $K = P_v/P_2$ — константа газообразной фазы равновесной системы или для одного компонента.

Поступающая в трапы нефть, испаряясь (с падением давления), изменяется качественно и количественно. Причем новый состав нефти будет отличаться от прежней, так же как и паровая фаза будет отличаться от таковой, полученной на предшествующей ступени сепарации. Пусть первоначальное количество нефти, поступившей в трап- сепаратор, составляло 1 моль, тогда количество оставшейся нефти после испарения примем L молей, а образовавшихся газов V молей, т. е. $L + V = 1$. Составив баланс на один из компонентов, будем иметь:

$$X^0 = X'L + y'V \quad (2.5)$$

Поскольку паровая и жидкая фазы находятся в равновесии, то:

$$P_y = P_1 \times X', \quad (2.6)$$

Преобразуя уравнение баланса для одного компонента (3.5) и (3.6), выразив V получаем уравнение молекулярной концентрации компонента в жидкой фазе:

$$X' = \frac{X^{\circ}}{K - (K-1) \times L}, \quad (2.7)$$

где X° — молекулярная доля компонента в первоначальной нефти;

L — молекулярная доля компонента в исходной нефти, перешедшая в жидкую фазу.

Уравнение молекулярной концентрации компонента в паровой фазе в следующем виде:

$$y' = \frac{X^{\circ} \times K}{1 + (K-1) \times V}, \quad (2.8)$$

где V — молекулярная доля компонента исходной нефти, перешедшая в газообразную фазу.

Технологические расчеты сепарации нефти сводятся к определению качества и количества жидкой и газообразной фаз. Характерно, что на этот процесс влияет множество факторов, из которых следует отметить такие, как давление, температура, скорость движения нефти и газа внутри трап-сепаратора, физико-химические свойства нефти и газа (удельный вес, вязкость, поверхностное натяжение, химический состав), размеры частиц жидких и твердых тел в газовой среде, газовый фактор, ненообразование, растворимость и испаряемость газов, степень сепарации, конструктивное выполнение аппарата, содержание легких фракций бензина в сепарируемой нефти, разница между плотностями нефти и газа.

Каждый из указанных факторов влияет на сепарацию нефти, снижая производительность аппаратов и степень извлечения свободного газа и легко испаряющихся фракций. Интересно отметить, что такой фактор, как скорость, на первых ступенях существенно сказывается на составе нефти на выходе из сепаратора вследствие механического уноса газообразных, а как правило, размер аппарата выбирают по количеству газообразных, исходя из условия обеспечения гравитационного осаждения частиц жидкости определенных размеров. При этом предполагается, что наступают условия, близкие к

термодинамическому равновесию, и унос жидкостью газовых включений по сравнению с выделяющимися очень мал.

7.7.3 Факторы, влияющие на эффективность сепарации

На эффективность сепарации значительное влияние оказывают физико-химические свойства обрабатываемых продуктов и параметры процесса:

температура и давление газожидкостной смеси, размер частиц капельной жидкости и концентрация их в газе, скорость в газожидкостной смеси, поверхностное натяжение системы “газ — жидкость”[4].

С повышением давления плотности и вязкость газа увеличивается, в то время как плотность твердых и жидких частиц, содержащихся в газе, остается постоянной. Поэтому скорость осаждения твердых и жидких частиц под действием силы тяжести с увеличением давления уменьшается. Однако увеличение давления неодинаково влияет на сепарацию газа от твердых и жидких частиц. Если отделение твердых частиц с увеличением давления всегда ухудшается, то для жидких частиц при этом возникают сложные явления.

Возможно, при определенном давлении наступает равновесие испарения и конденсации жидких капель. Изменение давления может существенно изменить и удельный объем газа. При повышении давления возможность слияния капелек жидкости возрастает.

При повышении температуры плотность газа уменьшается. Поэтому скорость осаждения сравнительно крупных твердых частиц будет увеличиваться за счет уменьшения плотности газа, а скорость осаждения легких частиц будет уменьшаться за счет увеличения вязкости.

Таким образом, для отделения твердых частиц благоприятны низкое давление и высокая температура, а для отделения жидких частиц — высокое давление и низкая температура. При сепарации газа от жидкости последняя может находиться как в пленочном, так и в капельном состоянии, причем

размеры капель могут изменяться от тысячной доли микрометра до миллиметра и более.

Взвешенные частицы, диаметр которых меньше 2 мкм, обычно считаются перманентными суспензиями из-за чрезвычайно низких скоростей оседания, а также вследствие того, что они невидимы невооруженным глазом.

Размер частиц жидкости в газе, образованных механическим перемешиванием, изменяется обратно пропорционально поверхностному натяжению.

Существенную роль в процессе сепарации играет скорость газа. Для гравитационных сепараторов уменьшение скорости газа ведет всегда к повышению эффективности их работы. Для инерционных сепараторов к повышению эффективности ведет увеличение скорости газа.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

При сборке, транспорте и хранении в промысловых условиях существует проблема — потеря легких алканов нефтяных фракций и растворенных газов. Чем продолжительней периоды транспорта и хранения нефти, и чем чаще она контактирует с атмосферой, тем потери легких углеводородов больше.

Как правило, легкие фракции теряются в промысловых мерниках, резервуарах. Наиболее эффективным мероприятием по ликвидации потерь легких углеводородов от испарения является абсолютная герметизация пути движения нефти от скважины до перерабатывающих заводов. При существующих схемах сбора нефти и газа осуществить ее невозможно.

Пути сокращения потерь нефти от испарения:

- а) Уменьшение мест потери легких углеводородов и техническая реконструкция промысловых сооружений;
- б) Стабилизация нефти;

Процесс сепарации нефти от газа заключается в выделении попутного и растворенного газа за счет понижения давления с целью снижения потерь ценных легких углеводородных фракций.

Рекомендуемое число ступеней сепарации 2—3. При этом степень выделения газа на третьей ступени у нефти с газовым фактором меньше 1000 м³/т настолько мала, что применять ее становится нецелесообразно. То есть менять число ступеней сепарации на установке подготовки нефти Хвойного месторождения не надо — оно оптимально.

На установке подготовки нефти Хвойного месторождения применяется вертикальный сепарационный аппарат с отбойной насадкой и наклонными лотками. Для сепаратора данной конструкции характерно высокая производительность и удобство в эксплуатации.

Так же применяется теплообменный аппарат типа ТН (с неподвижными трубными решетками), с поверхностью теплообмена 57 м². Проведя технологический расчет, мы рассчитали теплообменник с гораздо меньшей

поверхностью теплообмена – $10,7 \text{ м}^2$, что является более выгодным соотношением между поверхностью теплообмена и расходом энергии на движение теплоносителей. Тем самым, проведя модернизацию теплообменного аппарата с целью повышения его энергоэффективности, рассчитали, что теплообменный аппарат должен быть заменен на теплообменник типа ТТ (труба в трубе), что и явилось задачей данного исследования.

При росте планов на добычу нефти и, соответственно, росте объемов производства нефти возрастает нагрузка на оборудование подготовки нефти.

По Хвойному месторождению план перерабатываемой нефти на начало 2018 года превышает заложенную в проекте максимально ожидаемую производительность по нефти на 10%. В связи с этим возникает необходимость произвести технологический, механический и экономический расчёт основного оборудования на предмет повышения производительности.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

В состав УПН входят следующие технологические объекты и оборудование:

- технологическая площадка (в составе: сепаратор первой ступени (С-1), сепаратор концевой (С-2), газовый сепаратор (ГС), теплообменник (Т-2));
- установка дозирования химреагентов;
- подогреватель нефти;
- дренажная емкость $V=8$ м³;
- резервуарный парк: РВС $V=400$ м³ х 3 шт.;
- пункт налива (стояк нефтеналива);
- дренажная емкость нефтеналива $V=12,5$ м³;
- дренажная аварийная емкость $V=12,5$ м³;
- дренажная емкость $V=63$ м³;
- факельное хозяйство в составе:
- факел низкого давления;
- факел высокого давления;
- расширительные камеры (2 шт.);
- емкости сбора конденсата $V=12,5$ м³ (2 шт.);
- блок запально-сигнализирующий (2 шт.);
- блок запорно-регулирующий (2 шт.) с пультом местного управления (2 шт.).

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси на площадке подключения;
- сепарация нефти в две ступени с предварительным подогревом нефтегазоводяной смеси перед второй ступенью сепарации;

- отстаивание водно-нефтяной эмульсии в резервуаре РВС-400 с отводом подготовленной нефти в резервуары товарной нефти РВС-400;
- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- подготовка топливного газа для нужд энергоблока;
- откачка товарной нефти на пункт налива в автоцистерны.

Продукция скважин с кустовых площадок Хвойного месторождения поступает по общему нефтесборному коллектору на узел подключения. От узла подключения продукция скважин по подземному трубопроводу поступает на технологическую площадку.

В трубопровод нефтегазоводяной смеси организована подача деэмульгатора с помощью дозирочной установки УДЭ. Ингибиторная защита оборудования и трубопроводов осуществляется подачей ингибитора коррозии блоками дозирования на кустовых площадках.

Нефтегазоводяная смесь от узла подключения с температурой 5-10°C и давлением до 0,5 МПа (изб.) поступает в сепаратор первой ступени С-1. Уровень жидкости в сепараторе поддерживается регулирующим клапаном Кж1. Давление в системе С-1-ГС-узел распределения газа поддерживается на уровне 0,3-0,4 МПа клапаном Кг2, установленным на трубопроводе сброса избытка газа.

Из сепаратора С-1 нефтяная эмульсия подается в подогреватель нефти ПНПТ-0,63, где подогревается до температуры ~ 45°C. В качестве резервного источника нагрева водонефтяной смеси предусмотрен теплообменник Т-2. В качестве теплоносителя в Т-2 используется горячая вода, подаваемая с котельной с температурой +70..+115 °С.

Нагретая эмульсия поступает в концевой сепаратор С-2. Здесь проводится окончательное разгазирование нефти до давления насыщенных паров менее 66,7 кПа. Уровень жидкости в сепараторе поддерживается клапаном Кж2. Нефтяной газ с С-2 направляется в коллектор факела низкого давления.

Давление в сепараторе – минимально достаточное для транспортирования выделившегося газа на факел низкого давления, но не более 0,005 МПа.

Отсепарированная водонефтяная эмульсия самотеком поступает в технологический резервуар Р-1/2 на уровень 0,3 м. Для обеспечения движения жидкости от сепаратора к резервуарному парку (при отсутствии достаточного избыточного давления в С-2) предусмотрена установка концевой ступени (сепаратора С-2) на высоту превышающую уровень жидкости в РВС-400. В резервуаре Р-1/2 происходит выделение пластовой воды из нефти до остаточного содержания 0,5% масс. Выделенная из нефти вода сбрасывается в подземную дренажную емкость ЕП-1 $V=63$ м³, откуда, после проведения аналитического контроля качества подготовленной воды на соответствие требованиям ОСТ 39-225-88, откачивается погружным насосом в систему поддержания пластового давления. Подготовленная нефть отводится с уровня 4 м в резервуары Р-1/1, Р-1/3. Из резервуаров Р-1/1 и Р-1/3 товарная нефть откачивается насосами Н-1/1,2 с уровнями 3 м и 2 м соответственно на пункт налива в автоцистерны. Налив в автоцистерны осуществляется автоматизированным стояком АСН-2В с возможностью прекращения подачи нефти в автоцистерну при её заполнении.

Технологическая схема предусматривает возможность использования резервуара Р-1/1 в качестве технологического. В резервуарах Р-1/1,3 также предусмотрена возможность сброса пластовой воды, выделившейся из товарной нефти в процессе хранения в подземную дренажную емкость ЕП-1. На случай возникновения аварийной ситуации схемой предусмотрена перекачка насосами Н1/1,2 из аварийного резервуара в целый резервуар.

Нефтяной газ с первой ступени сепарации направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовый сепаратор ГС. Здесь при давлении сепарации 0,3-0,4 МПа и температуре 5-10оС проводится очистка газа до содержания жидкости на выходе 0,02 мг/м³. Выделенный в процессе очистки газа конденсат удаляется в подземную дренажную емкость ЕА-1

$V=12,5$ м³. Рабочий уровень конденсата в аппарате поддерживается регулирующим клапаном Кж3.

Очищенный нефтяной газ из ГС поступает на распределительную гребенку. Газ используется в качестве топливного для системы розжига факелов, технологических нужд подогревателя нефти, для выработки электричества на энергоблоке и тепла в котельной. Также газ используется в качестве продувочного для факельных систем. На распределительной гребенке газ направляется в линии:

- топливный газ системы розжига факелов с учетом количества отводимого газа, возможность регулирования давления и расхода топливного газа предусматривается системами розжига факелов, поставляемых в комплекте с факельными установками;
- топливный газ к установке подготовки топливного газа с учетом количества отводимого газа, возможность регулирования давления и расхода топливного газа предусматривается на УПТГ;
- продувочный газ к факелу низкого давления с учетом количества сбрасываемого газа и регулирования его расхода клапаном Кг1;
- продувочный газ к факелу высокого давления с учетом количества сбрасываемого газа и регулированием его расхода и давления в системе «С-1-ГС-узел распределения газа» клапаном Кг2.

На сепарационном оборудовании технологической площадки предусмотрена установка предохранительных клапанов для защиты от превышения внутреннего давления. Сброс газа с блоков предохранительных клапанов сепаратора С-1 и ГС осуществляется в факельный коллектор высокого давления. Сброс с концевой ступени С-2 осуществляется в факельную систему низкого давления.

Предусмотрен замер и регистрация потоков газа счетчиками, установленными на факельных коллекторах.

Для осуществления непрерывной работы УПН, в случае ремонта одного из факелов, предусмотрен трубопровод-перемычка для переключения потоков

газа между факельными стволами. Арматура на линии переключения опломбирована в закрытом состоянии. Арматура на основных коллекторах газа установлена в горизонтальном положении и опломбирована в открытом состоянии. Факельные стволы и оголовки факелов рассчитаны на поступление максимально-возможного количества нефтяных газов и паров.

Перед поступлением газа на сжигание на факела предусматривается отделение капельной жидкости в расширительных камерах РК-1,2. Также в них осуществляется сбор конденсата из факельных коллекторов, проложенных с уклоном к камерам. Отвод конденсата из РК-1,2 осуществляется в емкости сбора конденсата ЕП-3,4. При достижении максимального уровня в емкостях производится автоматическая откачка конденсата погружными насосами НВ 50/50 в емкость ЕА-1 $V=12,5$ м³.

Помимо этого в дренажную аварийную емкость ЕА-1 осуществляется сбор дренажей от сепараторов С-1,2, газового сепаратора ГС, теплообменника Т-2, насосов нефти Н-1/1,2. Откачка содержимого дренажной емкости осуществляется в линию подачи нефти в резервуарный парк.

Сбор дренажа от подогревателя нефти ПНПТ-0,63 осуществляется в отдельную дренажную емкость ЕП-5 $V=8$ м³. Откачка дренажа из емкости ЕП-5 осуществляется в автоцистерну.

Сбор проливов нефти с пункта налива в аварийных ситуациях, а также сбор дренажа от фильтра площадки налива нефти осуществляется в дренажную емкость нефтеналива ЕП-2 $V=12,5$ м³. Откачка из емкости осуществляется погружным насосом в линию входа нефти в резервуар Р-1/2.

Схемой предусмотрена подготовка пластовых и производственно-дождевых сточных вод в резервуаре Р-1/2. Производственно-дождевые стоки поступают в резервуар от емкости-усреднителя. РВС-400 выполняет роль резервуара-отстойника с гидрофобным жидкостным фильтром (слоем нефти). Время отстоя воды в резервуаре составляет от 16 до 24 ч. Остаточное содержание механических примесей в воде составляет 20 мг/л, нефти – 25-30 мг/л, что отвечает требованиям ОСТ 39-225-88. Подготовленная вода сбрасывается в

подземную дренажную емкость ЕП-1 $V=63$ м³, откуда откачивается погружным насосом в систему поддержания пластового давления, в затрубное пространство водозаборной скважины куста № 2. Перед откачкой воды в систему ППД проводится аналитический контроль качества подготовленной воды на соответствие требованиям ОСТ 39-225-88.

Установка сепарации нефти и газа – сердце цеха подготовки и перекачки нефти Хвойного месторождения. Именно на эту часть установки подготовки нефти лежат основной груз ответственности при повышении объема подготавливаемой нефти. Именно здесь может начаться аварийная ситуация в том случае, если эксплуатируемая установка не сможет принять планируемый объем нефти без дополнительной модернизации производства. [8]

4.2 Исходные данные к проектируемой установке

4.2.1 Характеристика исходного сырья, реагентов, продукции

Характеристики сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Характеристики сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные при проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Нефть	ГОСТ Р 51858-2002	Массовая доля серы, % Плотность при 20°С, кг/м ³	до 0,6 831	Сырье для НПЗ

Наименование сырья, матери-алов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные при проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
		Выход фракций, % (для экспорта), до 200°С до 300°С Массовая доля парафина, % (для экспорта) Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.) Содержание хлорорганических соединений	не менее 27 47 до 6 до 100 не более 66,7 (500) не нормируется не более 20	

Наименование сырья, матери-алов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные при проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
		Массовая доля сероводорода, млн.¹ (ppm) Массовая доля метил – и этилмеркаптанов, млн.¹ (ppm)	не более 40	
Газ		Плотность при 20°С, кг/м³ Низшая теплота сгорания, МДж/м³	0,936 не менее 44,6	Топливо факельной установки, подогревателя нефти, котельной и ГПЭС
Пластовая и промливневая вода		Содержание нефтепродуктов, мг/дм³ Содержание механических примесей, мг/дм³	до 1000 до 300	Сырье для подготовки воды системы ППД

Наименование сырья, матери-алов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные при проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Вода для ППД	ОСТ 39-225-88	Содержание механических примесей, мг/дм ³	до 20	Рабочий агент системы ППД
		Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	до 30	
		Содержание растворенного кислорода, мг/дм ³	не более 0,5	

Согласно физико-химических свойств нефть месторождения по ГОСТ Р 51858-2002 характеризуется как легкая, малосернистая класса 1, типа 1, вида 1, группы 1.

Физико-химические свойства нефти Хвойного нефтяного месторождения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Физико-химические свойства нефти Хвойного нефтяного месторождения [8]

Наименование	Ед. изм.	Количество
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	690
Плотность нефти в поверхностных условиях при		

однократном разгазировании	кг/м ³	830
Плотность нефти в поверхностных условиях при дифференциальном разгазировании	кг/м ³	831
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,16
Вязкость нефти при 20° С	мм ² /с	4,14-4,38
Массовое содержание (среднее значение)		
смола силикагелевых	% масс.	3,1-4,13
асфальтенов	% масс.	0,047-0,23
парафинов	% масс.	1,7-2,3
НК	° С	49,5
до 100°С	%	7
до 200°С		31,5
до 300°С		51
до 350°С		62,2
Температура застывания	° С	-27,5
Температура вспышки	° С	-32,5
Газосодержание при однократном разгазировании	нм ³ /т	88,9

Компонентный состав попутного нефтяного газа представлен в таблице 4.3. [8]

Таблица 4.3 - Компонентный состав газа Хвойного нефтяного месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность газа по воздуху	0,778
Компонентный состав, объемные %	
Углекислый газ	1,14
Азот + редкие, в т.ч. гелий	3,38
Метан	72,93

Наименование показателя	Значение показателя
Этан	7,44
Пропан	8,95
Изобутан	1,57
Норм.бутан	3,28
Изопентан	0,53
Норм.пентан	0,61
Гексан + высшие	0,17

Физико-химические свойства пластовой воды Хвойного нефтяного месторождения представлены в таблице 3.4. [8]

Таблица 4.4 - Физико-химические свойства пластовой воды Хвойного месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность воды, г/см ³	1,02
Минерализация воды, г/л	35,0
Вязкость воды, мПа·с	0,4

5. Расчет теплообменника типа труба в трубе

5.1. Тепловой расчет теплообменника

Производительность 2.5 кг/с

нефть входит при давлении $P=1.6$ МПа при температуре $T_n=15^\circ\text{C}$.

нефть нагревается до температуры $T_k=45^\circ\text{C}$

Температура греющей воды на входе $t_1=115^\circ\text{C}$ на выходе $t_3=70^\circ\text{C}$.

Дано:

$$P_{\text{абс}} := 1.6 \quad \underline{m} := 2.5 \quad \text{кг/с}$$

$$T_n := 15 \quad \text{температура нефти на входе в теплообменник}$$

$$T_k := 45 \quad \text{температура нефти на выходе из теплообменника}$$

$$t_1 := 115 \quad \text{температура воды на входе в теплообменник}$$

$$t_2 := 70 \quad \text{температура воды на выходе из теплообменника}$$

$$C_p := 1.87 \quad \text{кДж/кг} \quad \text{удельная теплоемкость нефти}$$

5.1.1. Расчет удельной теплоемкости и динамической вязкости [2]

$$T_{\text{cp}} := \frac{T_n + T_k}{2} = 30 \quad \text{C}^0 \quad t_{\text{cp}} := \frac{t_2 + t_1}{2} = 92.5 \quad \text{C}^0$$

$$v_{xT} := \begin{pmatrix} 36 \\ 37 \end{pmatrix} \quad v_{y\mu} := \begin{pmatrix} 0.7085 \\ 0.6947 \end{pmatrix}$$

$$x_1 := 0.05$$

$$\mu_{\text{воды}} := 0.5146 \cdot 10^{-4} \quad \mu_{\text{нефти}} := 1.16 \cdot 10^{-4}$$

$$\mu_1 := x_1 \cdot \mu_{\text{воды}} + (1 - x_1) \cdot \mu_{\text{нефти}} = 1.128 \times 10^{-4} \quad \text{мПа}\cdot\text{с}$$

Расход смеси:

$$G_1 := 2.5 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$c_{\text{воды}} := 4190 = 4.19 \times 10^3$$

$$c_{\text{нефти}} := 1870 = 1.87 \times 10^3$$

Расход теплоты на нагрев смеси:

$$x_1 := 0.05$$

$$x_2 := 0.95$$

где $c_{\text{смеси}} := x_1 \cdot c_{\text{воды}} + x_2 \cdot c_{\text{нефти}} = 1.986 \times 10^3$ - удельная теплоемкость смеси.

$$Q := 1.05 G_1 \cdot c_{\text{смеси}} \cdot (T_k - T_n)$$

$$Q = 1.564 \times 10^5 \quad \text{Вт}$$

находим расход горячей воды

[2]

$$G_2 := \frac{Q}{c_{\text{воды}} \cdot (115 - 70)}$$

$$G_2 = 0.829 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\rho_1 := 998.2 \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_2 := 831 \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Объемные расходы воды и нефти:

[2]

$$V_{\text{в}} := \frac{G_1}{\rho_1}$$

$$V_{\text{в}} = 2.505 \times 10^{-3} \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$V_{\text{н}} := \frac{G_2}{\rho_2}$$

$$V_{\text{н}} = 9.982 \times 10^{-4} \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

5.1.2. Расчет движущей силы процесса теплообмена

[2]

$$t_M := t_1 - T_n = 100$$

$$t_6 := t_2 - T_k = 25$$

$$\Delta t_{cp} := \frac{t_6 - t_M}{\ln\left(\frac{t_6}{t_M}\right)} = 54.101$$

5.1.3. Ориентировочный расчет поверхности теплообмена

[2]

$$K_{op} := 270 \quad \text{кДж/м}^2\text{K}$$

$$F_{op} := \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot K_{op}} = 10.707 \quad \text{м}^2$$

$$F_{op} = 10.707 \quad \text{м}^2$$

Из величины $F_{op} = 10,707 \text{ м}^2$ следует, что проектируемый теплообменник может быть теплообменником типа "труба в трубе"

Для обеспечения интенсивного теплообмена попытаемся подобрать аппарат с турбулентным режимом течения теплоносителей. Нефть направим в трубное пространство, так как она дает загрязнения, воду - в межтрубное пространство.

5.1.4. Подбор теплообменника

[2]

Рассмотрим аппарат, изготовленный из труб 89х4 мм (наружная труба) и 57х3,5 мм (внутренняя труба).

Скорость нефти в трубах для обеспечения турбулентного течения должна быть не более w_n

Внутренний диаметр труб:

$$d_{вн} := 0.057 \quad \text{м}$$

$$D_n := 0.081 \quad \text{м}$$

Режим движения жидкости:

$$Re := 10000$$

$$w_H := \frac{Re \cdot \mu_{\text{нефти}}}{d_{BH} \cdot \rho_2} = 0.024 \quad \text{м/с}$$

Так как нефть применяется при трубах диаметром от 57 мм, то, исходя из расчетов, режим движения жидкости ламинарный, скорость движения жидкости 0,024 м/с

Число параллельно работающих труб 57х3,5 мм, при этом

$$n_1 := \frac{V_H}{0.785 \cdot w_H \cdot d_{BH}^2} = 15.981$$

Примем $n=16$

$$n := 16$$

Определим скорость и критерий Рейнольдса для нефти:

[2]

$$w_2 := \frac{V_H}{0.785 \cdot n \cdot d_{BH}^2} = 0.024 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$Re_2 := \frac{w_2 \cdot d_{BH} \cdot \rho_2}{\mu_{\text{нефти}}}$$

$$Re_2 = 9.988 \times 10^3$$

Для воды:

$$w_1 := \frac{V_B}{0.785 \cdot (D_H^2 - d_{BH}^2) \cdot n}$$

$$w_1 = 0.06 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$Re_2 := \frac{w_1 \cdot d_3 \cdot \rho_1}{\mu_{\text{воды}}}$$

$$Re_2 = 2.803 \times 10^4$$

5.1.5. Уточненный расчет поверхности теплообмена

[2]

$$\sigma_{\text{ст}} := 0.002 \quad \lambda_{\text{ст}} := 46.5 \quad \text{Вт/м}^2\text{К}$$

коэффициент зависящий от степени ассоциации жидкости:

для воды - $3.58 \cdot 10^{-8}$

$$A := 3.58 \cdot 10^{-8}$$

$$M_{\text{в}} := 18 \quad \text{кг/кмоль} \quad \text{молярная масса воды}$$

Коэффициент теплопроводности воды:

$$\lambda_1 := A \cdot c_{\text{смеси}} \cdot \rho_1 \cdot \sqrt[3]{\frac{\rho_1}{M_{\text{в}}}} = 0.271 \quad \text{Вт/м}^2\text{К}$$

$$\varepsilon_i := 1$$

Определение критерия Прандтля:

[2]

$$\text{Pr} := c_{\text{смеси}} \cdot \frac{\mu_1}{\lambda_1} = 0.828$$

$$\text{Pr}_{\text{ст}} := 5.0315$$

Определения критерия Нуссельта:

$$\text{Nu} := 0.021 \cdot \varepsilon_i \cdot \text{Re}^{0.8} \cdot \text{Pr}^{0.43} \left(\frac{\text{Pr}}{\text{Pr}_{\text{ст}}} \right)^{0.25} = 19.539$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_1 := \frac{\text{Nu} \cdot \lambda_1}{d_{\text{вн}}} = 92.771$$

Термическое сопротивление стенки и загрязнителей:

$$r_{\text{зarp1}} := 5800 \quad r_{\text{зarp2}} := 5800$$

$$R_{\text{ст}} := \frac{\sigma_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{r_{\text{зarp1}}} + \frac{1}{r_{\text{зarp2}}} = 3.878 \times 10^{-4}$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$\lambda_6 := 0.340 \quad n := 16$$

$$d := 0.057$$

$$\alpha_2 := 3.78 \cdot \lambda_6 \cdot \sqrt[3]{\frac{(\rho_2)^2 \cdot d \cdot n}{\mu_{\text{нефти}} \cdot m \cdot 10^{-3}}} = 1.664 \times 10^4$$

$$K := \frac{1}{R + \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}} = 89.07 \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$F_{\text{расч}} := \frac{Q}{t_{\text{ср}} \cdot K} = 18.983 \quad \text{м}^2$$

Определяем поверхность теплообмена одной секции длиной 6 м:

[2]

$$L := 6 \quad \text{м} \quad d_{\text{ср}} := \frac{(D_{\text{н}} + d_{\text{вн}})}{2}$$

$$F_1 := \pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot L \quad F_1 = 1.301 \quad \text{м}^2 \quad d_{\text{ср}} = 0.069$$

Число элементов в каждой из двух секций (ветвей):

$$N := \frac{F_{\text{расч}}}{F_1 \cdot n}$$

$$N = 0.912$$

Общее число элементов:

[2]

$$N_{\text{общ}} := n \cdot N$$

$$N_{\text{общ}} = 14.595 \quad \text{шт}$$

Принимаем : N = 15 шт

5.2.Конструктивный расчет теплообменника

[1]

Определение диаметров входных и выходных патрубков для кольцевого сечения:

$$d_{\text{н}} := 1.13 \cdot \sqrt{\frac{G_1}{\rho_1 \cdot w_1}}$$

$$d_{\text{н}} = 0.23$$

Внутренний диаметр аппарата: $D := 80$ мм;

Длина цилиндрической обечайки: $L := 6000$ мм;

Крышка аппарата:

Диаметр крышки:

$D_{кр} := 80$ мм;

Высота отбортованной части крышки: $h_2 := 0$ мм;

Длина аппарата :

[1]

$L := 6600$ мм;

Диаметр входного и выходного патрубка для холодного теплоносителя: $d_{хол} := 57$ мм;

Диаметр входного и выходного патрубка для горячего теплоносителя: $d_{гор} := 89$ мм;

Основные характеристики стали определяем согласно [3]: допускаемое напряжение, предел текучести, модуль упругости.

Рабочая температура холодного теплоносителя: $t_{хол} := 15$ градуса

Рабочая температура горячего теплоносителя: $t_{гор} := 115$ градуса

Допускаемое напряжение материала ст09Г2С-12 при температуре 20 градусов:

[3]

$\sigma_{Д20} := 184$ МПа.

Допускаемое напряжение материала ст09Г2С-12 при температуре 20 градусов: при рабочей температуре холодного теплоносителя :

$t_{таб1} := \begin{pmatrix} 200 \\ 250 \end{pmatrix}$ градусов $\sigma_{таб1} := \begin{pmatrix} 160 \\ 154 \end{pmatrix}$ МПа;

[3]

$\sigma_{t1} := \text{Floor}(\text{interp}(t_{таб1}, \sigma_{таб1}, t_{хол}), 0.5) = 182$ МПа.

Допускаемое напряжение материала ст09Г2С-12 при температуре 20 градусов: при рабочей температуре горячего теплоносителя:

[3]

$\sigma_{t2} := 184$ МПа;

[1]

Диаметр труб аппарата:

57x3.5

Плотность рабочей среды:

$$\rho_{\text{ср}} := 704.45 \quad \text{кг/м}^3;$$

Рабочее избыточное давление в трубном пространстве:

$$P_{\text{тр}} := 1.6 \quad \text{МПа};$$

Рабочее избыточное давление в межтрубном пространстве:

$$P_{\text{мт}} := 1.6 \quad \text{МПа.}$$

Дополнительные параметры:

$$\text{Коэффициент запаса устойчивости: } n_y := 2.4$$

[3]

Вид сварного шва и способ сварки:

Коэффициент прочности продольных сварных швов обечайки определяем при условии, что стыковой доступный сварке только с одной стороны и имеющий в процессе сварки металлическую подкладку со стороны корня шва, прилегающую по всей длине шва к основному металлу, длина контролируемых швов от общей длины 100% по табл. Д.1 ГОСТ Р 52857.1-2007

[3]

$$\phi_p := 1 \quad - \text{коэффициент прочности продольного сварного шва;}$$

$$\phi_t := 1 \quad - \text{коэффициент прочности кольцевого сварного шва;}$$

$$\phi_k := 1 \quad - \text{коэффициент прочности сварных швов кольца жесткости.}$$

5.2.1 Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

Прибавку к расчетным толщинам согласно [5]:

Скорость коррозии материала от действия заданной среды:

$$\Pi := 0.1 \quad \text{мм/год.}$$

Срок эксплуатации аппарата:

$$\tau := 20 \quad \text{лет.}$$

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:

$$c_1 := \Pi \cdot \tau = 2 \quad \text{мм.}$$

Прибавка для компенсации минусового допуска:

$$c_2 := 0.2 \quad \text{мм.}$$

Технологическая прибавка:

$$c_3 := 0 \quad \text{мм.}$$

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

[3]

$$c := c_1 + c_2 + c_3 = 2.2 \quad \text{мм.}$$

Расчет давлений:

Определить гидростатическое давление в аппарате:

Плотность воды при гидроиспытаниях (температура 20 градусов)

$$\rho_{\text{вод}} := 979 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность рабочей среды:

$$\rho_{\text{ср}} := 704.45 \text{ кг/м}^3.$$

Ускорение свободного падения:

$$g := 9.8 \text{ м/с}^2.$$

Высоту гидравлического столба в аппарате принимаем равной диаметру аппарата:

$$H_{\text{гид}} := D = 80 \text{ мм.} \quad +$$

Давление гидравлического столба при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{гид1}} := \frac{g \cdot H_{\text{гид}} \cdot \rho_{\text{вод}}}{10^9} = 7.675 \times 10^{-4} \text{ МПа.} \quad [3]$$

Так как коэффициент заполнения аппарата при рабочем состоянии нам не известен, будем считать, что аппарат полностью заполнен (рассмотрим самые худшие условия которые могут быть).

Давление гидравлического столба при рабочих условиях:

$$P_{\text{гид2}} := \frac{g \cdot H_{\text{гид}} \cdot \rho_{\text{ср}}}{10^9} = 5.523 \times 10^{-4} \text{ МПа.} \quad [3]$$

Давление в трубном пространстве:

Расчетное давление в трубном пространстве в рабочих условиях:

$$P_{\text{рас1}} := (P_{\text{тр}} + P_{\text{гид_макс}}) = 1.601 \text{ МПа.}$$

Давление при гидроиспытаниях :

$$P_{\text{и1}} := 1.25 \cdot P_{\text{рас1}} \cdot \frac{\sigma_{\text{Д20}}}{\sigma_{\text{т2}}} = 2.001 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Условное давление: (для горячего теплоносителя)

$$P_{\text{усл1}} := P_{\text{рас1}} \cdot \frac{\sigma_{\text{Д20}}}{\sigma_{\text{т2}}} = 1.601 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Давление в межтрубном пространстве:

Расчетное давление:

$$P_{\text{рас2}} := (P_{\text{мг}} + P_{\text{гид_мак}}) = 1.601 \quad \text{МПа.} \quad [3]$$

Давление при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{и2}} := 1.25 \cdot P_{\text{рас2}} \cdot \frac{\sigma_{\text{Д20}}}{\sigma_{\text{т1}}} = 2.023 \quad \text{МПа.} \quad [3]$$

Условное давление: (межтрубного пространства)

$$P_{\text{усл2}} := P_{\text{рас2}} \cdot \frac{\sigma_{\text{Д20}}}{\sigma_{\text{т1}}} = 1.618 \quad \text{МПа.}$$

5.3. Расчет толщины стенки наружной трубы, нагруженной внутренним избыточным давлением

Определяем толщины стенок обечайки, днища, крышки, проводим проверку на прочность стенок корпуса аппарата:

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{\text{p1}} := \max \left(\left(\frac{P_{\text{рас2}} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{\text{т2}} - P_{\text{рас2}}}}{P_{\text{и2}} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{\text{Д20}} - P_{\text{и2}}}} \right) \right) = 0.442 \quad \text{мм} \quad [5]$$

Исполнительная толщина стеки аппарата: [5]

$$s_{\text{и1}} := s_{\text{p1}} + c = 2.642 \quad \text{мм}$$

Принимаем толщину для цилиндрических аппаратов: согласно ГОСТ 10704-91 "трубы стальные электросварные прямошовные" выбираем трубу для наружной части 89x4 мм

$$s_1 := 4 \quad \text{мм}$$

Проверка условий применимости формул безмоментной теории:

$$\text{Пров}_1 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул безмоментной теории выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D} > 0.1 \end{cases}$$

Пров₁ = "Условия применения формул безмоментной теории выполняются"

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{д1} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д20} \cdot \Phi_p \cdot (s_1 - c)}{D + (s_1 - c)} = 8.098 \quad \text{МПа.}$$

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

$$\text{Пров}_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки для цилиндрической обечайки выполняется"} & \text{if } P_{д1} > P_{и2} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{if } P_{д1} < P_{и2} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_2 = \text{"Условие прочности стенки для цилиндрической обечайки выполняется"} \quad [5]$$

5.3.2.Определение температурных деформаций в корпусе теплообменника

Находим поперечное сечение всех труб и корпуса:

$$D_{\text{кв}} := 0.089 \quad \text{м}$$

$$D_{\text{вн}} := 0.08 \quad \text{м}$$

$$F_k := 0.785 \cdot (D_{\text{н}}^2 - D^2) = 1.194 \times 10^{-3} \quad \text{м}^2$$

$$d_{\text{н}} := 0.057 \quad \text{м}$$

$$d_{\text{вн}} := 0.050 \quad \text{м}$$

$$F_{\text{тр}} := 0.785 \cdot (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{вн}}^2) \cdot 220 = 0.129 \quad \text{м}^2$$

Находим температурные усилия:

коэффициент линейного расширения стали 09Г2С-12

$$\alpha := 16.6 \cdot 10^{-6} \quad 1/^\circ\text{C}$$

модуль упругости

$$E := 1.76 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

Из полученных данных можно сделать вывод, что будем рассматривать конструкцию теплообменника тип ТТ, без компенсаторов.

5.3.3.Расчет штуцеров для аппарата

так как теплообменник сертифицирован, выбран из регламента "Ижевскхиммаш", то расчет штуцеров для аппарата не требуется

5.3.4. Расчет толщины стенки днища (крышки) аппарата

Основные конструктивные параметры плоского днища и крышки определяем согласно [5]:

Диаметр днища:

$$D_{\text{дн}} := 80 \quad \text{мм.}$$

Высота отбортованной части днища:

$$h_1 := 0 \quad \text{мм.}$$

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

$$D := 80 \quad \text{мм}$$

$$R := D = 80 \quad \text{мм.}$$

Расчет толщины стенки днища (крышки) под действием внутреннего давления:

$$s_{p3} := \max \left(\left(\frac{P_{\text{рас1}} \cdot \frac{R}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{t1} - 0.5 \cdot P_{\text{рас1}}}}{P_{\text{и1}} \cdot \frac{R}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{Д20} - 0.5 \cdot P_{\text{и1}}}} \right) \right) = 0.436 \quad \text{мм.} \quad [5]$$

Исполнительная толщина стенки аппарата:

$$s_{\text{и3}} := s_{p3} + c = 2.636 \quad \text{мм.}$$

Принимаем исполнительную толщину днища (крышки) :

$$s_3 := 4 \quad \text{мм.}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{\text{д3}} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д20} \cdot \phi_p \cdot (s_3 - c)}{R + (s_3 - c)} = 8.098 \quad \text{МПа.}$$

Проверка условия прочности стенки днища (крышки):

$$\text{Пров}_6 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки днища (крышки) выполняется"} & \text{if } P_{\text{д3}} > P_{\text{и1}} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{if } P_{\text{д3}} < P_{\text{и1}} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_6 = \text{"Условие прочности стенки днища (крышки) выполняется"}$$

5.3.5. Расчет фланцевого соединения

[9]

Исходные данные для расчета:

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С-12

Материал болтов - сталь 35

Материал прокладки - паронит ПМБ.

$D := 80$ мм; Внутренний диаметр фланца

$D_{\text{вн}} := 89$ мм; Наружный диаметр фланца

$t := 115$ °С. Рабочая температура

Расчетная температура фланцевого соединения (не изолированного):

$$t_{\text{р}} := t_{\text{гор}} \cdot 0.96 = 110.4 \text{ °С}.$$

материал для болтов: Сталь 35

допускаемое напряжение материала при рабочей температуре для болта:

$$\sigma_{\text{б}} := 230 \text{ МПа};$$

$h_{\text{п}} := 3$ мм; Толщина прокладки

$d := 16$ мм; Диаметр болта (рекомендуемый)

$b_{\text{п}} := 25$ мм; Ширина прокладки

$S_0 := 10$ мм; Толщина втулки фланцев

$h := 50$ мм; Толщина тарелки фланца

$D_{\text{б}} := 89$ мм; Диаметр окружности расположения шпилек

$D_{\text{сп}} := 80$ мм; Расчетный диаметр прокладки

$$F_{\text{вн}} := \left[-0.673 \cdot \left[\frac{\pi \cdot \left(\frac{D}{1000} \right)^2}{4} \right] \cdot 10^6 \right] = -3.383 \times 10^3 \text{ Н}; \quad \text{Внешняя осевая сила}$$

$M := 0$ Н*мм; Внешний изгибающий момент

$c_0 := 1$ мм; Прибавка на коррозию

$n := 4$ Количество болтов

Фланцы с гладкой уплотнительной поверхностью рекомендуется применять для условных давлений среды до 1,6 МПа [9]

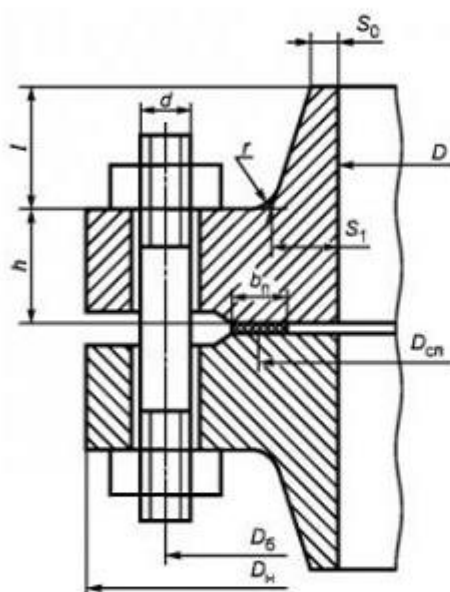
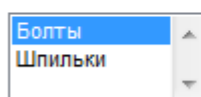


Рис.2.10. "Фланцевые соединения с плоскими фланцами, с гладкой уплотнительной поверхностью"

Выбор крепежных элементов:

bs :=



bs = 1

5.4 Определение расчетных параметров.

5.4.1 Расчетные температуры

Расчетная температура неизолированных плоских фланцев $t_{\phi} = 0,96 t$:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t \quad t_{\phi} = 105.984 \quad [5]$$

Расчетная температура болтов (шпилек):

$$t_b := 0.85 \cdot t \quad t_b = 93.84 \quad [5]$$

Допускаемые напряжения для болтов из стали 35:

В рабочем состоянии:

$$\underline{t} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma := \begin{pmatrix} 230 \\ 230 \end{pmatrix} \text{ МПа.} \quad [3]$$

$$\sigma_{д.б} := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_б), 0.5)$$

$$\sigma_{д.б} = 230 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Модуль продольной упругости материала шпилек при расчетной температуре:

$$E_б := 1.76 \cdot 10^5 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Допускаемое напряжение для шпилек при $t = 20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{20б} := 230 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Модуль упругости для болтов при температуре испытания 20°C :

$$E_{20б} := 1.76 \cdot 10^5 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Коэффициент линейного расширения стали при $t = 20\text{-}100^\circ\text{C}$:

$$\alpha_б := 13.4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/K.} \quad [5]$$

Допускаемые напряжения для фланцев и обечаек стали 09Г2С-12:

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma := \begin{pmatrix} 230 \\ 230 \end{pmatrix}$$

$$\sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_ф), 0.5) \quad \sigma = 230 \text{ МПа.}$$

Так как фланцы изготавливается из листового проката

$$\eta := 1 \quad [5]$$

$$\sigma_{д.ф} := \eta \cdot \sigma \quad \sigma_{д.ф} = 230 \text{ МПа.}$$

Модуль упругости для стали 09Г2С-12 при рабочей температуре:

$$\underline{E} := 1.76 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С-12 при $t = 20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{20} := 230 \text{ МПа} \quad \sigma_{д20} := \eta \cdot \sigma_{20} \quad \sigma_{д20} = 230 \text{ МПа.} \quad [3]$$

Модуль упругости для стали 09Г2С-12 при температуре испытания 20 °С:

$$E_{20} := 1.76 \cdot 10^5 \quad \text{МПа} \quad [3]$$

Коэффициент линейного расширения стали 09Г2С-12 при $t = 20 - 100$ °С:

$$\alpha_{\text{ф}} := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad 1/\text{К}. \quad [7]$$

5.4.2.Эффективная ширина плоской прокладки

$$b_{\text{п}} := 49 \quad \text{мм}.$$

$$b_0 := \begin{cases} b_0 \leftarrow b_{\text{п}} & \text{if } b_{\text{п}} \leq 15 \\ b_0 \leftarrow \text{Ceil}(3.8 \sqrt{b_{\text{п}}}, 1) & \text{otherwise} \end{cases} \quad [7]$$

$$b_0 = 27 \quad \text{мм}.$$

Таблица 1, характеристики основных типов прокладок.

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент m	Удельное давление обжатия прокладки $q_{\text{обж}}$, МПа	Допускаемое удельное давление $[q]$, МПа	Коэффициент обжатия $K_{\text{обж}}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_{\text{п}} \cdot 10^{-5}$, МПа
Плоская неметаллическая прокладка из:					
резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А до 65 единиц	0,5	2,0	18,0	0,4	$0,3 \cdot 10^{-4} \left(1 + \frac{b_{\text{п}}}{2h_{\text{п}}} \right)$
резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А более 65 единиц	1,0	4,0	20,0	0,09	$0,4 \cdot 10^{-4} \left(1 + \frac{b_{\text{п}}}{2h_{\text{п}}} \right)$
паронита по ГОСТ 481 при толщине не более 2—3 мм	2,5	20,0 ¹⁾	130,0	0,90	0,02

По таблице 1, выбираем характеристики прокладки изготовленной из стали паронита:

$$m := 2.5 \quad \text{Прокладочный коэффициент}$$

$$q_{\text{обж}} := 20 \quad \text{МПа}; \quad \text{Удельный коэффициент обжатия прокладки}$$

$$q_d := 130 \quad \text{МПа}; \quad \text{Допускаемое удельное давление} \quad [7]$$

$$K_{\text{обж}} := 0.9 \quad \text{Коэффициент обжатия}$$

$$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}. \quad \text{Условный модуль сжатия прокладки}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{обж} := 0.5 \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q_{обж} \quad P_{обж} = 6.786 \times 10^4 \quad \text{Н}; \quad [7]$$

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

$$R_{п} := \begin{cases} \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot P_{н1} & \text{if } P_{н1} \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad [7]$$

$$R_{п} = 3.395 \times 10^4 \quad \text{Н};$$

Площадь поперечного сечений болтов (шпилек):

$$f_6 := 324 \quad \text{мм}^2$$

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

$$A_6 := n \cdot f_6 \quad A_6 = 1.296 \times 10^3 \quad \text{мм}^2. \quad [7]$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{сп})^2 \cdot P_{н1} \quad Q_d = 1.006 \times 10^4 \quad \text{Н}.$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{FM} := \max \left(\left| F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right|, \left| F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right| \right) \quad [7]$$

$$Q_{FM} = 3.383 \times 10^3 \quad \text{Н}.$$

5.4.3. Податливость прокладки

$$y_{п} := \frac{h_{п} \cdot K_{обж}}{E_{п} \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} \quad y_{п} = 1.096 \times 10^{-7} \quad \text{мм/Н}. \quad [5]$$

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

$$L_{60} := 177 \quad \text{мм}.$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости:

$$L_6 := \begin{cases} L_{60} + 0.28 \cdot d & \text{if } b_s = 1 \\ L_{60} + 0.56 \cdot d & \text{if } b_s = 2 \end{cases} \quad L_6 = 181.48 \quad \text{мм}.$$

Податливость шпилек:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} \quad y_6 = 7.956 \times 10^{-7} \quad \text{мм/Н.} \quad [5]$$

5.4.4. Расчетные параметры фланцев

параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} \quad l_0 = 28.284 \quad \text{мм.} \quad [5]$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

$$K := \frac{D_H}{D} \quad K = 89.07$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца: [5]

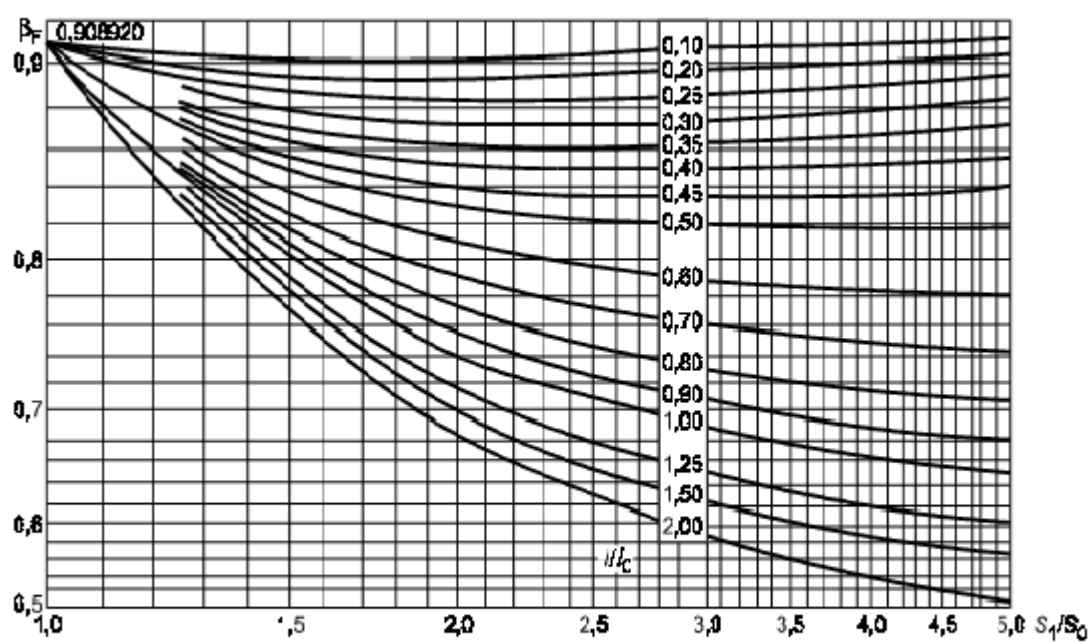
$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad \beta_T = 1.871 \quad [5]$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad \beta_U = 20.01 \quad [5]$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] \quad \beta_Y = 18.393 \quad [5]$$

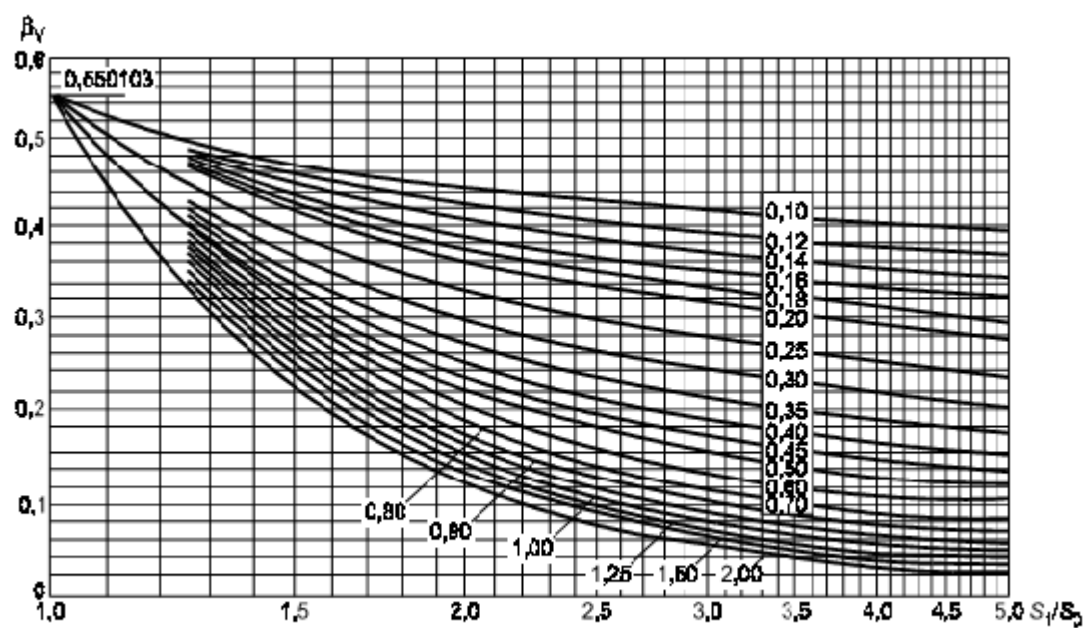
$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad \beta_Z = 9.416 \quad [5]$$

Коэффициенты для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с прямой втулкой, плоскими фланцами и свободными фланцами:



[5]

Рис.2.11.К определению коэффициента β_F .



[5]

Рис.2.12. К определению коэффициента β_V .

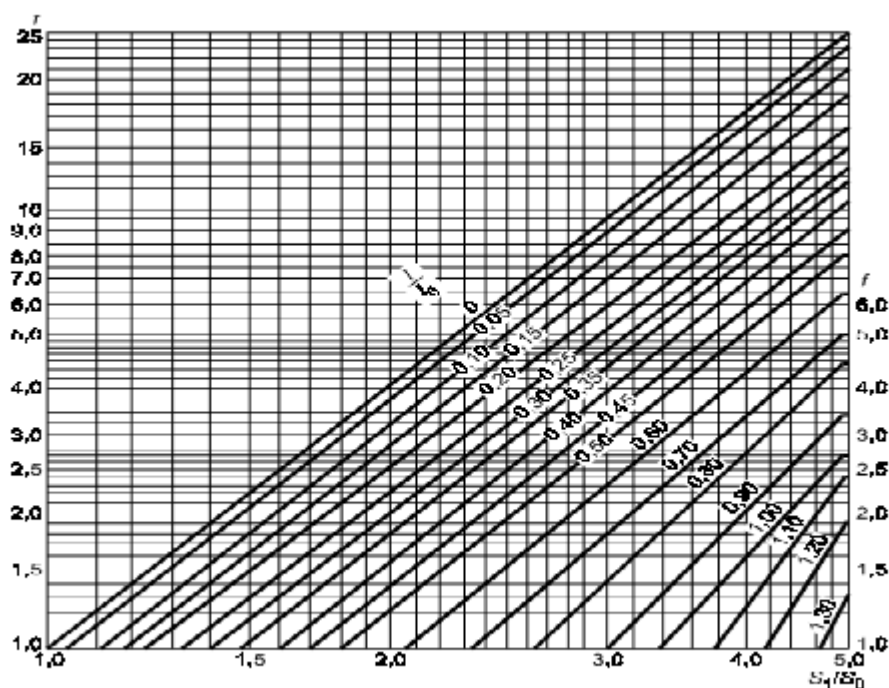


Рис.2.13. Поправочный коэффициент для напряжений во втулке фланца .

Из рисунка 2.11,2.12 ,2.13 определяем коэффициенты β_F и β_V и поправочный коэффициент f .

$$\beta_F = 0.91 \quad \beta_V = 0.55 \quad f = 1 \quad [5]$$

1.28. Коэффициент λ :

$$\lambda = \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (s_0)^2} \quad \lambda = 2.609 \quad [5]$$

5.4.5. Угловая податливость фланцев

Угловая податливость фланца при затяжке:

$$y_{\phi} = \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (s_0)^2} \quad [9]$$

$$y_{\phi} = 3.853 \times 10^{-10} \quad 1/H^*mm.$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\phi H} = \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H} \quad [9]$$

$$y_{\phi H} = 2.202 \times 10^{-11} \quad 1/H^*mm.$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками (болтами):

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right] \quad C_F = 1 \quad [9]$$

Приведенный диаметр плоского фланца: $D_{пр} := D$ мм.

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

$$b := 0.5(D_6 - D_{сп}) \quad [9]$$

$$b = 4.5$$

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

$$e := 0.5(D_{сп} - D - S_0) \quad [9]$$

$$e = -5 \text{ мм.}$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$S_3 := S_0 \quad [9]$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык и плоских фланцев:

$$\gamma := \frac{1}{y_{п} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{ф} \cdot \frac{E_{20}}{E}} \quad [9]$$

$$\gamma = 1.086 \times 10^6$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_{п} - 2 \cdot e \cdot y_{ф} \cdot b}{y_{п} + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_{ф}} \quad [9]$$

$$\alpha = 0.862$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{фн} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{сп}} \right)}{y_6 + y_{п} \cdot \left(\frac{D_6}{D_{сп}} \right)^2 + 2 \cdot y_{фн} \cdot b^2} \quad \alpha_M = 0.853 \quad [9]$$

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

$$Q_t := \gamma \cdot [2\alpha_{\Phi} \cdot h \cdot (t_{\Phi} - 20) - 2\alpha_6 \cdot h \cdot (t_6 - 20)] \quad [9]$$

$$Q_t = 1.767 \times 10^4 \quad \text{Н.}$$

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

$$P_{61} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \end{array} \right] \quad [9]$$

$$P_{61} = 3.97 \times 10^4 \quad \text{Н.}$$

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

$$P_{6ж} = 6.786 \times 10^4 \quad \text{Н;} \quad [5]$$

$$P_{62} := \max(P_{6ж}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{206}) \quad [5]$$

$$P_{62} = 1.192 \times 10^5 \quad \text{Н.}$$

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

$$P_{6м} := \max(P_{61}, P_{62}) \quad [5]$$

$$P_{6м} = 1.192 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

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

$$P_{6р} := P_{6м} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \quad [5]$$

$$P_{6р} = 1.378 \times 10^5 \quad \text{Н.}$$

5.4.6. Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки

Расчетные напряжения в болтах (шпильках):

при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6} \quad \sigma_{61} = 92 \text{ МПа.} \quad [5]$$

в рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6P}}{A_6} \quad \sigma_{62} = 106.346 \text{ МПа.} \quad [5]$$

Проверка условий прочности болтов (шпилек) при затяжке и в рабочих условиях:

$$Us1_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д.6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad [5]$$

Us1_1 = "Условия прочности выполняются"

$$\sigma_{61} = 92 \text{ МПа;} \quad \sigma_{д.6} = 230 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{206} = 230 \text{ МПа;} \quad \sigma_{62} = 106.346 \text{ МПа.}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6P})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} \quad q = 11.192 \text{ МПа.} \quad [5]$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$Us1_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad [5]$$

Us1_2 = "Условие прочности прокладки выполняется"

$$q = 11.192 \text{ МПа.} \quad q_d = 130 \text{ МПа.}$$

5.4.7. Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланца или плоский фланец при затяжке:

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b \quad M_M = 5.365 \times 10^5 \text{ Н*мм.} \quad [5]$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max[P_{6p} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e] \quad [5]$$

$$M_p = 5.53 \times 10^5 \quad \text{Н*мм.}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца, обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_o)^2 \cdot D_{np}} \quad [5]$$

$$\sigma_{0M} = 31.734 \quad \text{МПа.}$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M \quad \sigma_{RM} = 3.228 \quad \text{МПа.} \quad [5]$$

окружное напряжение:

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} \quad \sigma_{TM} = 18.95 \quad \text{МПа.} \quad [5]$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

Меридиональные изгибные напряжения для приварных встык фланцев с прямой втулкой и плоских фланцев:

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_0 - c_o)^2 \cdot D_{np}} \quad \sigma_{0p} = 32.708 \quad \text{МПа.} \quad [5]$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0mp} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)}, \frac{Q_d + F - \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)} \right] \quad [5]$$

$$\sigma_{0mp} = 2.623 \quad \text{МПа.}$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p \quad \sigma_{Rp} = 3.327 \quad \text{МПа} \quad [5]$$

окружное напряжение:

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp} \quad \sigma_{Tp} = 19.531 \quad \text{МПа.} \quad [5]$$

Проверка условий статической прочности фланцев:

PR_1 := "Условия статической прочности в при затяжке НЕ выполняются"

PR_2 := "Условия статической прочности в рабочих условиях выполняются"

PR_3 := "Условия статической прочности выполняются"

$K_T = 1.3$ при расчете с учетом стесненности температурных деформаций. При расчете без учета стесненности температурных деформаций $K_T = 1$.

$$K_T := 1.3$$

$$Us1_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) > K_T \cdot \sigma_{20} \\ PR_2 & \text{if } \max \left(\begin{pmatrix} |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp}| \\ |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp}| \\ |\sigma_{0p} + \sigma_{0mp}| \end{pmatrix} \right) > K_T \cdot \sigma_{д.ф} \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases} \quad [5]$$

Us1_3 = "Условия статической прочности выполняются"

$$\max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) = 50.684 \quad \text{МПа;} \quad K_T \cdot \sigma_{20} = 299 \quad \text{МПа;}$$

$$\max \left(\begin{pmatrix} |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp}| \\ |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp}| \\ |\sigma_{0p} + \sigma_{0mp}| \end{pmatrix} \right) = 49.615 \quad \text{МПа;} \quad K_T \cdot \sigma_{д.ф} = 299 \quad \text{МПа.}$$

5.4.8. Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца: [9]

$\Theta_d := 0.013$ допускаемый угол поворота приварного встык фланца

$$\Theta := M_p \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E} \quad \Theta = 2.131 \times 10^{-4} \quad [9]$$

Допустимый угол поворота плоского фланца

$$Us1_P := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие в рабочих условиях выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad [9]$$

Us1_P = "Условие поворота плоского фланца выполняется"

5.5. Патрубки в обечайке

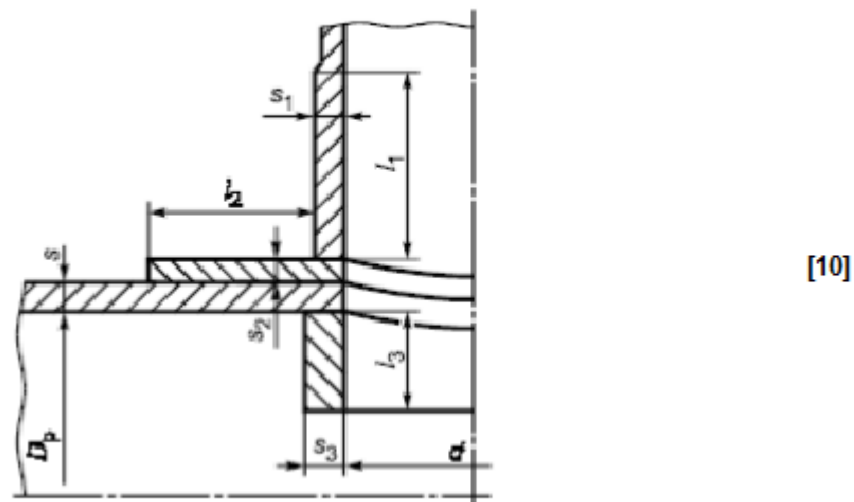


Рис.1.14. Расчетная схема для штуцера

5.5.1. Расчет патрубков для штуцеров

Диаметр входного и выходного патрубка для холодного теплоносителя: $d_{хол} = 57$ мм;

Диаметр входного и выходного патрубка для горячего теплоносителя: $d_{гор} = 89$ мм.

Материал для патрубков назначаем конструктивно: ст09Г2С-12 (корпус аппарата изготовлен из такого же материала, используя один и тот же материал мы избегаем увеличения скорости коррозии)

Рабочая температура холодного теплоносителя: $t_{хол} := 15$ градуса

Рабочая температура горячего теплоносителя: $t_{гор} := 115$ градуса

Длину патрубка назначаем конструктивно (чтобы было легко монтировать аппарат, и не было трудностей при его транспортировке)

Длина патрубка для горячего теплоносителя: $l_{гор} := 232$ мм;

Длина патрубка для холодного теплоносителя: $l_{хол} := 232$ мм.

Расчет толщины стенки патрубка холодного теплоносителя:

Расчетная толщина стенки патрубка холодного теплоносителя при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{p4} := \max \left(\left(\frac{P_{рас1} \cdot \frac{d_{хол}}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{t1} - P_{рас1}}}{P_{и1} \cdot \frac{d_{хол}}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{Д20} - P_{и1}}} \right) \right) = 0.312 \quad \text{мм.} \quad [10]$$

Исполнительная толщина стенки патрубка:

$$s_{и4} := s_{p4} + c = 2.512 \quad \text{мм.}$$

Принимаем толщину патрубка:

Труба 220х8-ст09Г2С-12

$$s_4 := 8 \quad \text{мм.}$$

[10]

[13]

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{д4} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д20} \cdot \phi_p \cdot (s_4 - c)}{d_{хол} + (s_4 - c)} = 33.987 \quad \text{МПа.} \quad [13]$$

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

$$\text{Пров}_8 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки для патрубка холодного тепл. выполняется"} & \text{if } P_{д4} > P_{и2} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{if } P_{д4} < P_{и2} \end{cases}$$

Пров₈ = "Условие прочности стенки для патрубка холодного тепл. выполняется"

Расчетная толщина стенки патрубка горячего теплоносителя, согласно :

$$s_{p5} := \max \left(\left(\frac{P_{рас2} \cdot \frac{d_{гор}}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{t2} - P_{рас2}}}{P_{и2} \cdot \frac{d_{гор}}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{Д20} - P_{и2}}} \right) \right) = 0.492 \quad \text{мм.} \quad [13]$$

Исполнительная толщина стенки патрубка:

$$s_{и5} := s_{p5} + c = 2.692 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину патрубка:

Труба 109х6-ст09Г2С-12

$$s_5 := 8 \text{ мм.}$$

Проверка условий применимости формул безмоментной теории:

$$\text{Пров}_{11} := \begin{cases} \text{"Условия применения формул безмоментной теории выполняются"} & \text{if } \frac{s_5 - c}{d_{гор}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{if } \frac{s_5 - c}{d_{гор}} > 0.1 \end{cases}$$

Пров₁₁ = "Условия применения формул безмоментной теории выполняются"

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{д5} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д20} \cdot \phi_p \cdot (s_5 - c)}{d_{гор} + (s_5 - c)} = 22.515 \text{ МПа.} \quad [13]$$

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

$$P_{д5} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д20} \cdot \phi_p \cdot (s_5 - c)}{d_{гор} + (s_5 - c)} = 22.515 \text{ МПа.} \quad [13]$$

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

$$\text{Пров}_{12} := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки патрубка горячего теплоносителя выполняется"} & \text{if } P_{д5} > P_{и1} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{if } P_{д5} < P_{и1} \end{cases}$$

Пров₁₂ = "Условие прочности стенки патрубка горячего теплоносителя выполняется"

5.5.2. Расчет укрепления отверстия при внутреннем давлении

$$D_p := D = 80 \text{ мм.}$$

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

$$d_{рхол} := d_{хол} + 2 \cdot c = 61.4 \text{ мм.}$$

$$d_{ргор} := d_{гор} + 2 \cdot c = 93.4 \text{ мм.}$$

Расчетные длины внешней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, определяют по формулам:

Расчетная длина внешней части штуцеров:

$$l_{1\text{хол}} := 1.25 \sqrt{(d_{\text{хол}} + 2 \cdot c) \cdot (s_4 - c)} = 23.589 \quad \text{мм}; \quad [10]$$

$$l_{1\text{гор}} := 1.25 \sqrt{(d_{\text{гор}} + 2 \cdot c) \cdot (s_5 - c)} = 29.094 \quad \text{мм}. \quad [10]$$

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

$$d_{0\text{хол}} := 2 \cdot \left(\frac{s_4 - c}{s_{p4}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_4 - c)} = 767.368 \quad \text{мм}; \quad [10]$$

$$d_{0\text{гор}} := 2 \cdot \left(\frac{s_5 - c}{s_{p5}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_5 - c)} = 473.456 \quad \text{мм}. \quad [10]$$

Проверка необходимости проведения расчета на укреплении отверстий для штуцеров холодного теплоносителя:

$$\text{Расч}_{\text{отв1}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера холодного теплонос. не требуется"} & \text{if } d_{p\text{хол}} < d_0 \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера холодного теплоносителя необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Расч_{отв1} = "Расчет укрепления отверстия штуцера холодного теплонос. не требуется"

Проверка необходимости проведения расчета на укреплении отверстий для штуцеров горячего теплоносителя: [10]

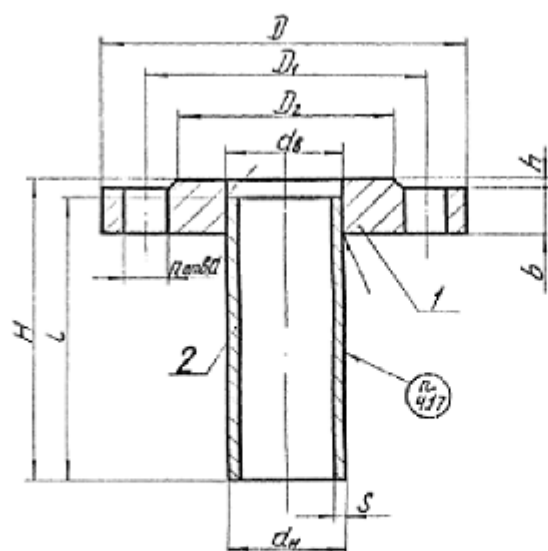
$$\text{Расч}_{\text{отв2}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера горячего теп. не требуется"} & \text{if } d_{p\text{гор}} < d_{0\text{гор}} \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера горячего теплоносителя необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Расч_{отв2} = "Расчет укрепления отверстия штуцера горячего теп. не требуется"

2.5.3. Подбор стандартных штуцеров для аппарата

Штуцера горячего теплоносителя:

Подбор стандартных штуцеров осуществляем исходя из давления и принятой толщины патрубков, диаметра условного прохода.



[10]

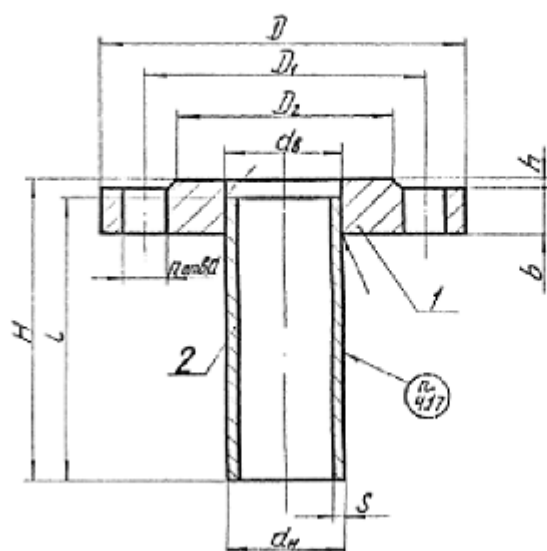
Рис.2.15.Штуцера с плоскими приварными фланцами под прокладку круглого сечения на условное давление от 0,1 до 2,5 МПа

Рис.2.15.Штуцера с плоскими приварными фланцами под прокладку круглого сечения на условное давление от 0,1 до 2,5 МПа

Таблица 2 Основные размеры штуцеров горячего теплоносителя.

D_2	d_8	D	D_1	D_2	b	h	d	n	l	H	d_H	S	Масса, кг
100	110	215	180	158	23	3	18	8	160	165	108	6	7,1

Штуцера холодного теплоносителя:



[10]

Рис.2.16. Штуцера с плоскими приварными фланцами под прокладку круглого сечения на условное давление от 0,1 до 2,5 МПа

Таблица 3 Основные размеры штуцеров холодного теплоносителя.

D_y	d_a	D	D_1	D_2	b	h	d	n	l	H	d_H	S	Масса, кг
150	161	260	225	202	17	3	18	8	150	155	159	6,0	9,2

5.6. Расчет трубной плиты

Принимаем длину труб аппарата равной 6 метрам согласно [1],[7]

Поскольку в исходных данных не были указаны параметры для расчета конструктивных размеров аппарата, а именно длины труб, площади поперечного сечения, число труб в аппарате. Задаемся сами этими параметрами, исходя из конструктивных соображений.

$$l_{\text{труб}} := 6000 \text{ мм.}$$

Для трубной решетки используем материал Сталь 09Г2С-12 [1]

Допускаемое напряжение трубной решетки:

$$\sigma_{\text{реш}} := 184 \text{ МПа.}$$

Модуль упругости: [1]

$$E_{\text{реш}} := 1.76 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$$

Для труб используется материал: Сталь 09Г2С-12

Допускаемое напряжение трубного пучка:

$$t_{\text{та61}} := \left(\frac{20}{100} \right) \text{ градусов} \quad \sigma_{\text{та61}} := \left(\frac{184}{174} \right) \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{тр120}} := \text{Floor}(\text{interp}(t_{\text{та61}}, \sigma_{\text{та61}}, t_{\text{хол}}), 0.5) = 184.5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости:

$$E_{\text{тр120}} := 1.76 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad [1]$$

Внутренний диаметр аппарата: $\underline{D} := 80 \text{ мм;}$

Диаметр трубы внутренний: $d_{\text{тр}} := 80 \text{ мм;}$

Толщина стенки трубы: $s_{\text{тр}} := 4 \text{ мм;}$

Диаметр трубы наружный: $d_{\text{нр}} := 89 \text{ мм};$

Внутренний радиус кожуха:

$$a := \frac{D}{2} = 40 \text{ мм.}$$

Расстояние от оси кожуха до оси наиболее удаленной трубы:

$$a_1 := 579$$

Расчет трубной плиты: согласно

Относительную характеристику беструбного края трубной решетки:

$$m_n := \frac{a}{a_1} = 0.069$$

Шаг расположения труб, располагаются по равнобедренному треугольнику:

$$t := 1.2 \cdot d_{\text{нр}} + 2 = 108.8 \text{ мм.}$$

Коэффициент прочности решетки:

$$\phi_p := \frac{t - 21}{t} = 0.807$$

Толщина трубной решетки:

$$s_p := \frac{D}{4.7} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н2}}}{\sigma_{\text{реш}} \cdot \phi_p}} + c = 4.187 \text{ мм.}$$

$$s_p := \frac{D}{4.7} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н2}}}{\sigma_{\text{реш}} \cdot \phi_p}} + c = 4.187 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину трубной решетки:

$$n_{\text{тр}} := 1$$

$$s_{\text{пр}} := 52 \text{ мм.}$$

Коэффициенты влияния давления на трубную решетку вычисляют по формулам:

- со стороны межтрубного пространства:

$$\eta_{\text{м}} := 1 - \frac{n_{\text{тр}} \cdot d_{\text{нр}}^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.994$$

- со стороны трубного пространства:

$$\eta_{\text{т}} := 1 - \frac{n_{\text{тр}} \cdot (d_{\text{нр}} - 2 \cdot s_{\text{тр}})^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.995$$

Основные характеристики жесткости элементов теплообменного аппарата.
 Модуль упругости основания (системы труб) вычисляют по формуле

$$K_y := \frac{E_{\text{тр}120} \cdot (\eta_{\text{т}} - \eta_{\text{м}})}{l_{\text{труб}}} = 0.03 \quad \frac{\text{Н}}{\text{мм}^3} \quad [1]$$

Модуль упругости кожуха при температуре 115
 градусов: [7]

$$E_{\text{кож}} := 1.76 \cdot 10^5 \quad \text{МПа.}$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости кожуха вычисляют по формуле

$$\rho := \frac{K_y \cdot a_1 \cdot l_{\text{труб}}}{E_{\text{кож}} \cdot s_1} = 0.147 \quad [1]$$

5.6.1. Коэффициенты изменения жесткости системы трубы — кожух

Коэффициенты изменения жесткости системы трубы — кожух вычисляют по формулам:

Для аппаратов с неподвижными трубными решетками $K_{p1}=K_{q1}=0$

$$K_{q1} := 0 \quad K_{p1} := 0 \quad [1]$$

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

+

$$K_q := 1 + K_{p1} = 1 \quad [1]$$

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

$$K_p := 1 + K_{q1} = 1 \quad [1]$$

Коэффициент системы решетка — трубы вычисляют по формуле:

$$s_p := 52 \quad \text{толщина трубной решетки, мм.}$$

Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

$$\eta_T = 0.995$$

Таблица 9 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

$$\eta_{T_таб} := \begin{pmatrix} 0.6 \\ 0.65 \end{pmatrix} \quad \psi_{0_таб} := \begin{pmatrix} 0.3 \\ 0.37 \end{pmatrix} \quad [1]$$

Коэффициент прочности перфорированной трубы

$$\psi_0 := \text{Floor}[\text{interp}[\eta_{T_таб}, \psi_{0_таб}, (\eta_T)], 0.005] = 0.85$$

$$E_p := 1.76 \cdot 10^5 \quad \text{модуль продольной упругости материала трубной решетки, МПа}$$

Коэффициент системы решетка - трубы:

$$\beta := \frac{1.82}{s_p} \cdot \sqrt[4]{\frac{K_y \cdot s_p}{\psi_0 \cdot E_{реш}}} = 1.985 \times 10^{-3} \quad [1]$$

Безразмерный параметр системы решетка — трубы вычисляют по формуле:

$$\omega := \beta \cdot a_1 = 1.149 \quad [1]$$

5.6.2.Определение усилий в элементах теплообменного аппарата

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

$$K_\phi := 1 \quad \text{Н*мм.} \quad [1]$$

- Максимальное давление в трубном пространстве

$$P_{\text{мак1}} := 1.6 \quad \text{МПа.}$$

- Максимальное давление в межтрубном пространстве,

$$P_{\text{мак2}} := 1.6 \quad \text{МПа.}$$

R_1 - радиус центра тяжести тарелки фланца кожуха, мм;

$$R_1 := \frac{D_H - D}{4} + \frac{D}{2} = 42.25 \text{ мм.} \quad [1]$$

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

$$m_{cp} := 0.15 \cdot \frac{n_{rp} \cdot (d_{np} - 2 \cdot s_{rp})^2}{4 \cdot a_1^2} = 7.339 \times 10^{-4} \quad [1]$$

Приведенное давление p_0 вычисляют по формуле:

$$\alpha_K := 11.6 \cdot 10^{-6} \quad \text{коэффициент линейного расширения кожуха,} \\ \text{ГОСТ P52857.1-2007 таблица Г.1, 1/С}$$

$$\alpha_T := \alpha_K \quad \text{так как материал идентичен}$$

$$L_1 := \eta_M - 1 + m_{cp} + m_n \cdot (m_n + 0.3 \rho \cdot K_p)$$

$$p_0 := [\alpha_K \cdot (t_{гор} - 20) - \alpha_T \cdot (t_{хол} - 20)] \cdot K_y \cdot 1 + [\eta_T - 1 + m_{cp} + m_n \cdot (m_n + 0.5 \rho \cdot K_q)] \cdot P_{и2} - (L_1) \cdot P_{мак1} = ($$

$$p_0 = 0.214 \text{ МПа}$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости фланцевого соединения вычисляют по формуле

$$\rho_1 := \frac{K_y \cdot a \cdot a_1}{\beta^2 \cdot K_\Phi \cdot R_1} = 4.14 \times 10^6 \text{ Па.} \quad [1]$$

Коэффициенты, учитывающие влияние беструбного края и поддерживающие влияние труб Φ_1, Φ_2, Φ_3 определяют по таблице 5.

Таблица 10 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	2,46	2,94	3,59
Φ_3	0	0,19	0,76	1,65	2,75	3,76	4,65	5,36

ω	4	5	6	7	8	9	10	> 10
Φ_1	6,19	7,65	9,08	10,51	11,94	13,36	14,78	$\sqrt{2\omega}$
Φ_2	4,13	5,13	5,15	7,17	8,19	9,2	10,21	0
Φ_3	6,03	7,38	8,81	10,24	11,66	13,08	14,5	$\sqrt{2\omega}$

безразмерный параметр системы решетка - трубы. $\omega = 1.149$

$$\omega_1 := \begin{pmatrix} 6 \\ 7 \end{pmatrix} \quad \Phi_{1_таб} := \begin{pmatrix} 9,08 \\ 10,51 \end{pmatrix} \quad [1]$$

$$\Phi_1 := \text{Floor}(\text{interp}(\omega_1, \Phi_{1_таб}, \omega), 0.05) = 2.1$$

$$\omega_2 := \begin{pmatrix} 6 \\ 7 \end{pmatrix} \quad \Phi_{2_таб} := \begin{pmatrix} 5,15 \\ 7,7 \end{pmatrix} \quad [1]$$

$$\Phi_2 := \text{Floor}(\text{interp}(\omega_2, \Phi_{2_таб}, \omega), 0.05) = -7.25$$

$$\omega_3 := \begin{pmatrix} 2 \\ 2,6 \end{pmatrix} \quad \Phi_{3_таб} := \begin{pmatrix} 2,76 \\ 3,76 \end{pmatrix} \quad [1]$$

$$\Phi_3 := \text{Floor}(\text{interp}(\omega_3, \Phi_{3_таб}, \omega), 0.05) = 1.3$$

$$t_1 := 1 + 1.4\omega \cdot (m_n - 1) = -0.498$$

$$T_1 := \Phi_1 \cdot [m_n + 0.5(1 + m_n \cdot t_1) \cdot (t_1 - 1)] = -1.373 \quad [1]$$

$$T_2 := \Phi_2 \cdot t_1 = 3.608$$

$$T_3 := \Phi_3 \cdot m_n = 0.09$$

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

- для изгибающего момента:

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

$$s_{1k} := 4 \quad \text{мм} \quad s_{2k} := 4 \quad \text{мм}.$$

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

$$\beta_1 := \frac{1.3}{\sqrt{s_{1k} \cdot a}} = 0.103 \quad 1/\text{мм}. \quad [1]$$

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

$$\beta_2 := \frac{1.3}{\sqrt{s_{2k} \cdot a}} = 0.103 \quad 1/\text{мм}. \quad [1]$$

h_1 - толщина тарелки фланца кожуха, мм;

$$h_1 := 50 \quad \text{мм}.$$

m_1 - коэффициент влияния давления на изгиб фланца:

$$m_1 := \frac{1 + \beta_1 \cdot h_1}{\beta_1^2} = 581.179 \quad [13]$$

m_2 - коэффициент влияния давления на изгиб 2-го фланца:

$$m_2 := \frac{1 + \beta_2 \cdot h_1}{\beta_2^2} = 581.179 \quad [13]$$

p_1 - приведенное давление на фланцы

$$p_1 := \frac{K_y}{\beta \cdot K_\phi} \cdot (m_1 \cdot P_{\text{мак1}} - m_2 \cdot P_{\text{мак2}}) = 0 \quad \text{Па}. \quad [13]$$

расчетное давление воздушного охлаждения в камере аппарата:

$$P := P_{\text{мак2}} = 1.6 \quad \text{МПа}.$$

$$M_{\Pi} := \left(\frac{a_1}{\beta} \right) \cdot \frac{p_1 \cdot (T_1 + \rho \cdot K_q) - p_0 \cdot T_2}{(T_1 + \rho \cdot K_q) \cdot (T_3 + \rho_1) - T_2^2} = 0.044 \quad \text{Н*мм}. \quad [7]$$

- для перерезывающей силы:

$$Q_{\Pi} := a_1 \cdot \frac{P_0 \cdot (T_3 + p_1) - P_1 \cdot T_2}{(T_1 + p \cdot K_q) \cdot (T_3 + p_1) - T_2^2} = -101.169 \quad \text{Н.} \quad [7]$$

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

- для изгибающего момента:

$$M_a := M_{\Pi} + (a - a_1) \cdot Q_{\Pi} = 5.453 \times 10^4 \quad \text{Н*мм.} \quad [7]$$

- для перерезывающей силы:

$$Q_a := m_{\Pi} \cdot Q_{\Pi} = -6.989 \quad \text{Н.} \quad [7]$$

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

- для осевой силы:

$$N_T := \frac{\pi \cdot a_1}{i} \cdot [(\eta_M \cdot P_{\text{мак2}} - \eta_T \cdot P_{\text{мак1}}) \cdot a_1 + \Phi_1 \cdot Q_a + \Phi_2 \cdot \beta \cdot M_a] = -4.367 \times 10^6 \quad \text{Н.} \quad [7]$$

Внутренний диаметр трубы:

$$d_B := d_{\text{нр}} - 2 \cdot s_{\text{тр}} = 81 \quad \text{мм.} \quad [7]$$

J_T - момент инерции поперечного сечения трубы, мм⁴;

$$J_T := \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{нр}}^4 - d_B^4) = 9.668 \times 10^5 \quad \text{мм}^4.$$

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

$l_{\text{нр}}$ — вычисляют по формулам.

$$l_{\text{нр}} := l_{\text{труб}} = 6 \times 10^3 \quad \text{мм}$$

$$i_{\text{нр}} := s_p \quad [7]$$

$$M_T := \frac{E_{\text{тр}} \cdot J_T \cdot \beta}{K_y \cdot a_1 \cdot l_{\text{нр}}} \cdot (\Phi_2 \cdot Q_a + \Phi_3 \cdot \beta \cdot M_a) = 6.253 \times 10^5$$

Усилия в кожухе вычисляют по формулам:

- усилие, распределенное по периметру кожуха:

$$Q_K := \frac{a}{2} \cdot P_{\text{и2}} - Q_{\Pi} = 141.628 \quad \text{Н.} \quad [7]$$

- изгибающий момент, распределенный по периметру кожуха:

$$K_1 := 1$$

$$M_K := \frac{K_1}{\rho \cdot K_\Phi \cdot \beta} \cdot (T_2 \cdot Q_\Pi + T_3 \cdot \beta \cdot M_\Pi) - \frac{P_{\max 1}}{2 \cdot \beta_1^2} = -1.253 \times 10^6 \quad \text{Н*мм.} \quad [7]$$

- суммарная осевая сила, действующая на кожух:

$$F_K := \pi \cdot D \cdot Q_K = 3.56 \times 10^4 \quad \text{Н.} \quad [7]$$

Расчетные напряжения в элементах конструкции

D_H - наружный диаметр фланца, м; $D_H = 89 \quad \text{мм.}$

s_p - толщина трубной решетки, м; $s_p = 52 \quad \text{мм.}$

$$s_{1p} := s_p = 52 \quad \text{мм.}$$

b_1 - ширина тарелки фланца кожуха, м;

$$b_1 := \frac{D_H - D}{2} = 4.5 \quad \text{мм.} \quad [7]$$

R_1 - радиус центра тяжести тарелки фланца кожуха, м;

$$R_1 := \frac{D_H - D}{4} = 2.25 \quad \text{мм.} \quad [7]$$

5.6.3. Расчетные напряжения в трубных решетках

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

- изгибные:

$$\sigma_{p1} := \frac{6 \cdot |M_\Pi|}{(s_{1p} - c)^2} = 1.075 \times 10^{-4} \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

- касательные:

$$\tau_{1p} := \frac{|Q_\Pi|}{s_{1p} - c} = 2.032 \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

B - коэффициент, определяемый по таблице 6, в зависимости от ω и pB : $B := 0.813$

$$\omega = 1.149$$

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

$$n_B := \frac{Q_a}{\beta \cdot M_a} = -0.065 \quad [7]$$

Таблица 6 Коэффициент В

n_B	ω							
	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	≥ 10
1,0	0,843	0,972	1,041	0,991	0,964	1,029	1,071	1,117
0,9	0,829	0,943	1,000	0,949	0,940	1,000	1,040	1,083
0,8	0,815	0,914	0,960	0,908	0,910	0,971	1,009	1,051
0,7	0,800	0,886	0,920	0,871	0,884	0,944	0,979	1,020
0,6	0,786	0,858	0,880	0,836	0,860	0,913	0,951	0,990
0,5	0,771	0,829	0,840	0,804	0,839	0,894	0,925	0,963
0,4	0,757	0,801	0,799	0,777	0,819	0,871	0,900	0,938
0,3	0,742	0,773	0,761	0,754	0,802	0,852	0,878	0,915
0,2	0,728	0,744	0,732	0,737	0,789	0,835	0,860	0,896
0,1	0,714	0,716	0,714	0,727	0,780	0,823	0,846	0,882
0	0,700	0,702	0,709	0,725	0,776	0,816	0,837	0,874
-0,1	0,703	0,707	0,716	0,732	0,773	0,815	0,835	0,873
-0,2	0,705	0,712	0,723	0,741	0,787	0,821	0,841	0,876
-0,3	0,708	0,717	0,730	0,750	0,796	0,823	0,846	0,879
-0,4	0,711	0,722	0,738	0,759	0,805	0,835	0,852	0,882
-0,5	0,713	0,728	0,745	0,768	0,814	0,842	0,857	0,884
-0,6	0,716	0,733	0,753	0,777	0,823	0,850	0,863	0,887
-0,7	0,718	0,738	0,760	0,786	0,832	0,857	0,869	0,890
-0,8	0,721	0,743	0,768	0,795	0,841	0,864	0,874	0,893
-0,9	0,723	0,748	0,775	0,804	0,849	0,871	0,880	0,895
-1,0	0,726	0,754	0,783	0,813	0,853	0,873	0,885	0,898

где A - коэффициент, определяемый по таблице 7 в зависимости от ω и m_A

[7]

$$m_A = \frac{\beta \cdot M_a}{Q_a} = -15.485$$

$$A = 0.812$$

Таблица 7 Коэффициент А

m_A	m							
	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	≥ 10
-1,0	0,726	0,754	0,783	0,813	0,858	0,878	0,885	0,898
-0,9	0,656	0,683	0,712	0,740	0,781	0,797	0,802	0,811
-0,8	0,586	0,613	0,641	0,668	0,705	0,716	0,720	0,724
-0,7	0,516	0,543	0,570	0,596	0,628	0,636	0,637	0,637
-0,6	0,446	0,473	0,500	0,524	0,551	0,555	0,554	0,550
-0,5	0,376	0,403	0,429	0,451	0,474	0,474	0,471	0,463
-0,4	0,306	0,333	0,358	0,379	0,397	0,393	0,388	0,376
-0,3	0,236	0,262	0,287	0,307	0,320	0,313	0,305	0,289
-0,2	0,166	0,192	0,214	0,235	0,250	0,273	0,289	0,308
-0,1	0,096	0,216	0,338	0,408	0,537	0,619	0,638	0,659
0	0,144	0,284	0,402	0,461	0,576	0,670	0,692	0,714
0,1	0,214	0,353	0,466	0,514	0,620	0,626	0,650	0,674
0,2	0,284	0,422	0,530	0,567	0,670	0,685	0,711	0,737
0,3	0,354	0,491	0,593	0,620	0,723	0,746	0,775	0,803
0,4	0,424	0,559	0,657	0,672	0,780	0,810	0,841	0,871
0,5	0,494	0,628	0,721	0,725	0,839	0,877	0,909	0,942
0,6	0,564	0,697	0,785	0,778	0,901	0,945	0,979	1,014
0,7	0,634	0,766	0,849	0,831	0,965	1,014	1,051	1,088
0,8	0,704	0,834	0,913	0,884	1,030	1,085	1,123	1,163
0,9	0,773	0,903	0,977	0,937	1,096	1,156	1,197	1,240
1,0	0,843	0,972	1,041	0,991	1,164	1,230	1,271	1,317

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

$$((B \cdot |M_a|)) = 4.433 \times 10^4 \quad \text{Н*мм.}$$

$$A \cdot \frac{|Q_a|}{\beta} = 2.859 \times 10^3 \quad \text{Н*мм.} \quad [7]$$

$$M_{\max} := 3.994 \times 10^4 \quad \text{Н*мм.}$$

- изгибные:

Напряжения в перфорированной части трубной решетки вычисляют по формулам:

[7]

$$\sigma_{p2} := \frac{6 \cdot M_{\max}}{\phi_p \cdot (s_{1p} - c)^2} = 96.627 \quad \text{МПа.}$$

- касательные:

$$\tau_{2p} := \frac{|Q_a|}{\phi_p \cdot (s_{1p} - c)} = 0.14 \quad \text{МПа.}$$

[7]

Напряжения в кожухе в месте присоединения к решетке

в меридиональном направлении:

мембранные:

$$\sigma_{Mx} := \frac{|Q_k|}{(s_{1k} - c)} = 78.682 \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

изгибные:

$$\sigma_{ux} := \frac{6 \cdot |M_k|}{(s_{1k} - c)^2} = 2.32 \times 10^6 \quad [7]$$

в окружном направлении:

мембранные:

$$\sigma_{M\varphi} := \frac{P_{\text{мак1}} \cdot a}{(s_{1k} - c)} = 35.556 \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

изгибные:

$$\sigma_{u\varphi} := 0.3 \cdot \sigma_{ux} = 6.961 \times 10^5 \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

в окружном направлении:

$$\sigma_{2r} := \frac{(d_{\text{нр}} - s_{\text{тр}}) \max(|P_{\text{мак2}}|, |P_{\text{мак1}}|, |P_{\text{мак2}} - P_{\text{мак1}}|)}{2 \cdot s_{\text{тр}}} = 17 \quad \text{МПа.} \quad [7]$$

$$\sigma_{\text{др}} := 184 \quad \text{МПа.}$$

Проверка прочности трубных решёток

Проверка статической прочности

$$\text{Пров}_{\text{труб_реш}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } \max(\tau_{1p}, \tau_{2p}) \leq 0.8 \cdot \sigma_{\text{др}} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad [7]$$

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

Пров_{труб_реш} = "Условие прочности выполняется"

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

условие статической прочности труб

$$\text{Пров}_{\text{ст_прочности}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{2r} \leq \sigma_{\text{тр120}} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad [7]$$

Пров_{ст_прочности} = "Условие выполняется"

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; $l_{1R} := 520$ мм;

l_{2R} — максимальный пролет трубы между перегородками, мм; $l_{2R} := 520$ мм.

l_R - расчетная длина труб при продольном изгибе, мм;

$$l_R := \max(l_{2R}, 0.7l_{1R}) = 520 \text{ мм.}$$

λ - параметр, используемый при расчете на продольный изгиб;

-Для рабочих условий:

$$\lambda_{1R} := K_{T1} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{Tp120}}{E_{Tp120}}} \cdot \frac{l_R}{(d_{Tp} - s_{Tp})} = 0.288 \quad [7]$$

-Для условий гидроиспытания:

$$\lambda_2 := K_{T2} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{Tp120}}{E_{Tp120}}} \cdot \frac{l_R}{(d_{Tp} - s_{Tp})} = 0.249 \quad [7]$$

$$\varphi_T := 0.8$$

5.7. Расчет массы аппарата

[18]

Расчет веса корпуса аппарата:

$$D := 0.08 \text{ м.}$$

Толщина стенки межтрубного пространства кожуха:

$$s_{1R} := 0.004 \text{ м.}$$

Толщина стенки распределительной камеры:

$$s_2 := 0.004 \text{ м.}$$

Толщина стенки днища:

$$s_{2R} := 0.004 \text{ м.}$$

Высота отбортовки крышки:

$$h_{1R} := 0.025 \text{ м.}$$

Высота отбортовки днища:

$$h_2 := 0.025 \quad \text{м.}$$

Длина трубной решетки:

[18]

$$l_w := 0.05 \quad \text{м.}$$

$$D_{\text{дн}} := 0.08 \quad \text{м.}$$

$$\rho_{\text{оп}} := 704.45 \quad \text{кг/м}^3.$$

Плотность материала сталь 09Г2С-12:

$$\rho_{\text{мет}} := 7850 \quad \text{кг/м}^3.$$

Длина обечайки:

$$L := 6000 \quad \text{м.}$$

Вес трубной части обечайки: (часть на которую действует межтрубное давление)

$$G_{\text{ц}} := \pi \cdot \left[\frac{(D + 2 \cdot s_1)^2 - D^2}{4} \right] \cdot L \cdot \rho_{\text{мет}} = 4.972 \times 10^4 \quad \text{кг}$$

Объем металла днища аппарата без отбортовки:

$$V_{\text{д}} := V_{\text{д2}} - V_{\text{д1}} = 9.607 \times 10^{-5} \quad \text{м}^3.$$

Объем металла крышки аппарата без отбортовки:

$$V_{\text{к}} := V_{\text{д}} = 9.607 \times 10^{-5} \quad \text{м}^3.$$

Вес эллиптического днища (крышки) аппарата без отбортовки:

$$G_{\text{д.эл}} := V_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{мет}} = 0.754 \quad \text{кг}$$

Вес отбортованной части днища аппарата:

$$G_{\text{д.отб}} := \pi \cdot \left[\frac{(D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3)^2 - D_{\text{дн}}^2}{4} \right] \cdot 0.2 \cdot \rho_{\text{мет}} = 1.657 \quad \text{кг}$$

Масса отбортованной части днища аппарата:

$$G_{\text{к.отб}} := \pi \cdot \left[\frac{(D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3)^2 - D_{\text{дн}}^2}{4} \right] \cdot 0.05 \cdot \rho_{\text{мет}} = 0.414 \quad \text{кг}$$

Масса днища аппарата:

$$G_d := G_{d.эл} + G_{d.отб} = 2.411 \quad \text{кг}$$

Масса днища аппарата:

$$G_{кр} := G_{д.эл} + G_{к.отб} = 1.168 \quad \text{кг}$$

Масса пустого аппарата:

$$G_d + G_{кр} + G_{ц} + G_{распред_камеры} \quad \text{кг} \quad [18]$$

Масса жидкости внутри корпуса при самых худших рабочих условиях:

$$G_{жид1} := \left[\pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot (L + H_{камеры} + 0.2 + 0.05) + 2 \cdot V_{д1} \right] \cdot \rho_{ср} = 2.125 \times 10^4 \quad \text{кг}$$

Масса аппарата заполненного жидкостью при самых худших рабочих условиях:

$$G_{ап2} := 1960 \quad \text{кг}$$

Вес аппарата заполненного жидкостью при условиях гидроиспытания: [18]

$$G_{ап3} := 1975 = 1.975 \times 10^3 \quad \text{кг}$$

5.8. Расчет стандартной опоры аппарата

Выбор стандартных опор ведется согласно [18]

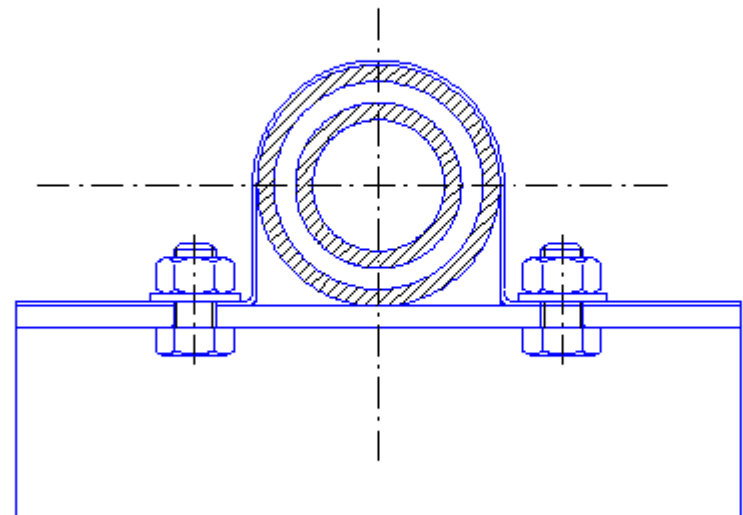


Рис. 5.8 - опора теплообменного аппарата

Теплообменник крепится на сварном каркасе, изготовленных из уголка. Теплообменные элементы к опоре крепятся болтами с помощью двух хомутов.

6. Расчет газосепаратора ГС

6.1 Технологический расчет

6.1.1 Расчет горизонтального сепаратора по газу.

Исходные данные:

$G_{\text{газа}} := 0.277 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Расход газа	
$\rho_{\text{газа}} := 0.778 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	Плотность газа	[2]
$\rho_{\text{прим}} := 836 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	Плотность примесей	
$d := 10^{-4} \text{ м}$	Диаметр частиц	
$\mu_{\text{г}} := 0.012 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$	Динамическая вязкость газа	
$g := 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$	Ускорение свободного падения	
$P_{\text{раб}} := 0.4 \text{ МПа}$	Давление в сепараторе	
$t := 40 \text{ } ^\circ\text{C}$	Температура в сепараторе	

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в сетчатом сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т.е. $u_{\text{г}} < u_{\text{ч}}$

Скорость осаждения частиц можно определить по формуле Стокса:

$$v_{\text{ч}} := \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{прим}} - \rho_{\text{газа}}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{г}}} \quad [2]$$

$$v_{\text{ч}} = 0.379 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Из практики известно, что:

$$v_{\text{г}} := \frac{v_{\text{ч}}}{1.2}$$

Скорость газа равна:

[2]

$$v_{\text{г}} = 0.316 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Найдя скорость газа можно найти D диаметр аппарата из уравнения:

$z := 1$ коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеальных

$$D := \sqrt{\frac{5.4 \cdot 10^{-3} \cdot G_{\text{газа}} \cdot t \cdot z}{v_r \cdot P_{\text{раб}}}} = 0.688 \quad \text{м - расчетный диаметр сепаратора} \quad [2]$$

Принимаем по ТУ 3683-031-00220322-04 [29] газосепаратор, с габаритной характеристикой:

$D_{\text{внут}} := 800 \text{ мм}$ - внутренний диаметр аппарата;

$V_{\text{аппарата}} := 1.6 \text{ м}^3$ - объем аппарата;

6.1.2 Расчет условных диаметров патрубков газосепаратора

Принимаем скорость подачи газа в сепаратор и выхода из него равной,

$\omega_{\text{эмул}} := 32 \text{ м/с}$;

- Расчет входного и выходного патрубка газа:

$$d_{1.p} := \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{газа}}}{\pi \cdot \omega_{\text{эмул}}}} \cdot 1000 = 104.983 \quad \text{мм};$$

Согласно «ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды» принимаем:

$d_1 := 400 \text{ мм}$ - люк;

$d_2 := 150 \text{ мм}$ - входной и выходной газа;

$d_3 := 50 \text{ мм}$ - выход конденсата;

$d_4 := 50 \text{ мм}$ - для дренажа, термометр;

$d_5 := 25 \text{ мм}$ - входной и выходной патрубков греющего теплоносителя;

$d_6 := 40 \text{ мм}$ - указателя уровня;

6.2 Механический расчет ГС [1], [7]

Исходные данные:

$P_{\text{раб}} := 0.6 \text{ МПа}$ - рабочее давление внутри аппарата;

$h_{\text{обеч}} := 2500 \text{ мм}$ - длина обечайки;

$h_{\text{днища}} := 200 \text{ мм}$ - высота днища эллиптического;

$\rho_{\text{среды}} := 831 \text{ кг/м}^3$ - плотность рабочей среды, водонефтяной эмульсии;

$h_{\text{раб.max}} := 850$ мм - максимальный уровень заполнения аппарата, при рабочих условиях;

$t_{\text{расч}} := 100$ °С - расчетная температура внутри аппарата;

$D_{\text{внут}} := 800$ мм - внутренний диаметр аппарата;

$t_{\text{eks}} := 10$ лет - срок эксплуатации;

$V_{\text{аппарата}} := 1.6$ м³ - объем аппарата;

$Cor := 0.2$ мм/год - скорость коррозии сталей 09Г2С;

$\rho_{\text{воды}} := 998$ кг/м³ - плотность воды при гидравлическом испытании (при $t = 20$ °С);

$\rho_{\text{ст.09Г2С}} := 7850$ кг/м³ - плотность стали 09Г2С;

$\varphi := 1$ - коэффициент сварного шва (Стыковой или тавровый с двусторонним сплошным проваром, выполняемый автоматической и полуавтоматической сваркой; Длина контролируемых швов от общей длины составляет 100%);

$\sigma_{20} := 196$ МПа - допускаемое напряжение сталей 09Г2С при температуре 20 °С, [3];

$\sigma_t := 177$ МПа - допускаемое напряжениеталей 09Г2С при рабочей температуре, [3];

$R_{e.20} := 300$ МПа - минимальное значение предела текучеститалей 09Г2С при температуре 20 °С, [3];

$n_t := 1.1$ - коэффициент запаса по пределу текучести, [3];

$\eta := 1$ - поправочный коэффициент, к допускаемым напряжениям, [3];

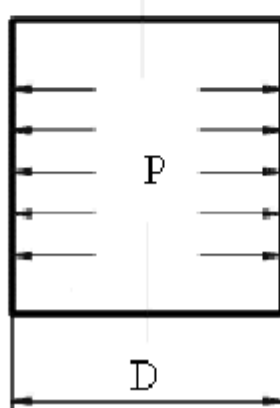
$\frac{g}{m} := 9.80665$ - ускорение свободного падения над;

$E_{20} := 2.15 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости материала сталей 09Г2С при температуре 20 °С;

$E := 2.15 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости материала сталей 09Г2С при рабочей температуре;

+

6.2.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением. [2]



Расчетное значение внутреннего избыточного давления:

$$P_{\text{раб.расч}} := P_{\text{раб}} + \frac{(\rho_{\text{среды}} \cdot g \cdot h_{\text{раб.мах}})}{10^9} = 0.607 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при нормальных условиях:

$$\sigma_{20} = 196 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{20} := \text{Floor}(\eta \cdot \sigma_{20}, 0.5) = 196 \quad \text{МПа}$$

Давление при испытании на прочность:

$$P_{\text{исп}} := 1.25 \cdot P_{\text{раб}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} = 0.831 \quad \text{МПа}$$

$$P_{\text{исп.расч}} := P_{\text{исп}} + \frac{[\rho_{\text{воды}} \cdot g \cdot (2 \cdot h_{\text{днища}} + h_{\text{обеч.}})]}{10^9} = 0.859 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при гидравлических испытаниях:

$$\sigma_H := \text{Floor}\left(\frac{R_{e.20}}{n_T}, 0.5\right) = 272.5 \text{ МПа}$$

Расчет толщины стенки обечайки при гидравлических испытаниях и рабочих условиях.

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки:

- при рабочих условиях:

$$s_{\text{раб.расч}} := \frac{P_{\text{раб.расч}} \cdot (h_{\text{раб.мах}} - h_{\text{днища}})}{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi - P_{\text{раб.расч}}} = 1.116 \quad \text{мм}$$

- при гидравлических испытаниях:

$$s_{\text{исп.расч}} := \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot (h_{\text{раб.мах}} - h_{\text{днища}})}{2 \cdot \sigma_H \cdot \varphi - P_{\text{исп.расч}}} = 1.026 \quad \text{мм}$$

Прибавка на коррозию:

$$c_1 := t_{\text{eks}} \cdot \text{Cor} = 2 \quad \text{мм}$$

$$c_2 := 0.8 \quad \text{мм} - \text{прибавка на компенсацию минусового допуска;}$$

Принимаем исполнительную толщину цилиндрической обечайки.

$$s_{\text{расч.обечайки}} := \max(s_{\text{раб.расч}}, s_{\text{исп.расч}}) = 1.116 \quad \text{мм;}$$

$$s'_{\text{обечайки}} := \text{ceil}(s_{\text{расч.обечайки}} + c_1 + c_2) = 4 \quad \text{мм}^*$$

*(с прибавками на "с₂" компенсацию минусового допуска и "с₃" компенсации утонения стенки при технологических операциях).

$s_{\text{обечайки.испол}} := 8$ мм - принимаем листовой прокат стали по ГОСТ 19903-74 [];

Проверка условия применения формул для обечайек при $D > 200$

$$\text{Prov_1} := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } \frac{s_{\text{обечайки.испол}} - c_1}{D_{\text{внут}}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_1 = "Условия применения формул выполняются"

Расчет допускаемого давления

[13]

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

- при рабочих условиях:

$$P_{\text{доп.рабоч.об}} := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)}{D_{\text{внут}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)} = 2.635 \quad \text{МПа}$$

- при условиях испытания:

$$P_{\text{доп.испыт.об}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot \varphi \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)}{D_{\text{внут}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)} = 4.057 \quad \text{МПа}$$

6.2.2. Расчет выпуклой (эллиптической) крышки

Расчет толщины стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении [1]

$$S_{\text{р.эллип.крышки}} := \max \left(\frac{P_{\text{раб.расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi - 0.5 P_{\text{раб.расч}}}, \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot \varphi - 0.5 P_{\text{исп.расч}}} \right) = 1.373 \quad \text{мм}$$

$$s'_{\text{эллипт.крышки}} := \text{ceil}(S_{\text{р.эллип.крышки}} + c_1 + c_2) = 5 \quad \text{мм}^*$$

(с прибавками на "с₂" компенсацию минусового допуска и "с₃" компенсации утонения стенки при технологических операциях).

$s_{\text{исп.эл.крышки}} := 8$ мм - принимаем листовой прокат стали по ГОСТ 19903-74 [];

Проверка условия применения формул для эллиптических крышек:

$$\text{Prov}_3 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } 0.002 \leq \frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{D_{\text{внут}}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия 1 НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_3 = "Условия применения формул выполняются"

Получаем толщину стенки эллиптической крышки 8 мм.

Расчет допускаемого избыточного давления

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

- при рабочих условиях:

$$P_{\text{доп.рабоч.кр}} := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)}{D_{\text{внут}} + 0.5(s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)} = 2.645 \quad \text{МПа} \quad [13]$$

- при условиях испытания:

$$P_{\text{доп.испыт.кр}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{и}} \cdot \varphi \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)}{D_{\text{внут}} + 0.5(s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)} = 4.072 \quad \text{МПа} \quad [13]$$

6.2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках

Расчет патрубков

Расчет толщины стенок.

-люк. Ду 400 мм:

$$s_{\text{штуц.Ду400.р}} := \max \left[\frac{P_{\text{раб.расч}} \cdot (d_1 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{\text{раб.расч}})}, \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot (d_1 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}} - P_{\text{исп.расч}})} \right] = 0.694 \quad \text{мм}$$

- входной и выходной патрубок газа. Ду 150 мм:

$$s_{\text{штуц.Ду150.р}} := \max \left[\frac{P_{\text{раб.расч}} \cdot (d_2 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{\text{раб.расч}})}, \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot (d_2 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}} - P_{\text{исп.расч}})} \right] = 0.264 \quad \text{мм}$$

- Выход конденсата. Ду 50 мм:

$$s_{\text{штуц.Ду50.р}} := \max \left[\frac{P_{\text{раб.расч}} \cdot (d_3 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{\text{раб.расч}})}, \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot (d_3 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}} - P_{\text{исп.расч}})} \right] = 0.093 \quad \text{мм}$$

-Для дренажа. Ду 50 мм:

$$s_{штуц, Ду50.p} := \max \left[\frac{P_{раб.расч} \cdot (d_4 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{раб.расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_4 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{II} - P_{исп.расч})} \right] = 0.093 \quad \text{мм}$$

-Вход и выход теплоносителя, для дифманометра. Ду 25 мм:

$$s_{штуц, Ду25.p} := \max \left[\frac{P_{раб.расч} \cdot (d_5 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{раб.расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_5 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{II} - P_{исп.расч})} \right] = 0.05 \quad \text{мм}$$

- Указателя уровня. Ду 40 мм:

$$s_{штуц, Ду40.p} := \max \left[\frac{P_{раб.расч} \cdot (d_6 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{раб.расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_6 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{II} - P_{исп.расч})} \right] = 0.076 \quad \text{мм}$$

Принимаем штуцера по ГОСТ 10704-91,

Люк:

Труба 102х5.5-16ГС. Толщина стенки штуцера 5.5 мм,

$s_{штуц, Ду400} := 5.5 \text{ мм};$

[5]

Входной патрубок и выходной патрубок газа:

Труба 152х5.5-16ГС. Толщина стенки штуцера 5.5 мм,

$s_{штуц, Ду150} := 5.5 \text{ мм};$

Труба 57х3.5-16ГС. Толщина стенки штуцера 3.5 мм,

$s_{штуц, Ду50} := 3.5 \text{ мм};$

Труба 57х3.5-16ГС. Толщина стенки штуцера 3.5 мм,

$s_{штуц, Ду50} := 3.5 \text{ мм};$

Труба 25х2-16ГС. Толщина стенки штуцера 2 мм,

$s_{штуц, Ду25} := 2 \text{ мм};$

Труба 40х2-16ГС. Толщина стенки штуцера 2 мм,

$s_{штуц, Ду40} := 2 \text{ мм};$

Проверка требований укрепления отверстий.

$D_{р.обеч} := D_{внут} = 800$ мм - внутренний диаметр укрепляемого элемента, в нашем случае это внутренний диаметр обечайки;

$$d_{о.цилиндр} := 2 \cdot \left(\frac{s_{обечайки.испол} - c_1}{s_{расч.обечайки}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{р.обеч} \cdot (s_{обечайки.испол} - c_1)} = 633.898 \quad \text{мм}$$

расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда;

Проверка:

Люк. Ду 400 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_1 + 2 \cdot c_1 \leq d_{\text{о.цилиндр}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
"Требуется укрепление отверстия" otherwise

Входной и выходной патрубок газа. Ду 150 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_2 + 2 \cdot c_1 \leq d_{\text{о.цилиндр}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
"Требуется укрепление отверстия" otherwise

Выход конденсата. Ду 50 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_3 + 2 \cdot c_1 \leq d_{\text{о.цилиндр}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
"Требуется укрепление отверстия" otherwise

Патрубки, диаметром менее 50 мм не требуют укрепления.

Одиночные отверстия в аппарате

Отверстие считается одиночным, если ближайшее к нему отверстие не оказывает на него влияния, что имеет место, когда расстояние между наружными поверхностями соответствующих штуцеров удовлетворяет условию:

$$b := 2 \cdot \sqrt{D_{\text{р.обеч}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2)} = 128.996 \quad \text{мм};$$

Укрепление отверстий штуцеров.

Укрепление отверстий производим с помощью накладного кольца, толщина которого равняется толщине обечайки.

-для цилиндрической обечайки:

$$s_{2.\text{цилиндр.обеч}} := s_{\text{обечайки.испол}} = 8 \quad \text{мм} - \text{тощина накладного кольца.}$$

Расчетные длины штуцеров

[10]

Расчетные длины внешней и внутренней части клуглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий.

-для штуцера Ду100:

$$l_{1\text{р.штуц.Ду400}} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_1 + 2c_1) \cdot (s_{\text{штуц.Ду400}} - c_1)} = 47.004 \quad \text{мм}$$

$$l_{3\text{р.штуц.Ду400}} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_1 + 2c_1) \cdot (s_{\text{штуц.Ду400}} - c_1)} = 18.802 \quad \text{мм}$$

Принимаем:

$$l_{1\text{штуц.Ду450}} := 180 \quad \text{мм.}$$

$$l_{3\text{штуц.Ду450}} := 50 \quad \text{мм.}$$

-для штуцера Ду150:

$$l_{1\text{р.штуц.Ду150}} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c_1) \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - c_1)} = 29.02 \quad \text{мм}$$

$$l_{3\text{р.штуц.Ду150}} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c_1) \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - c_1)} = 11.608 \quad \text{мм}$$

Принимаем:

$$l_{1\text{штуц.Ду200}} := 200 \quad \text{мм.}$$

$$l_{3\text{штуц.Ду200}} := 20 \quad \text{мм.}$$

Расчетная ширина.

Ширина зоны укрепления в цилиндрической обечайке:

$$L_{0\text{цилиндр}} := \sqrt{D_{\text{р.обеч.}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)} = 69.282 \quad \text{мм.}$$

Отношения допускаемых напряжений.

Исходя из условия, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из материала, обладающего аналогичными характеристиками, что и материал обечайки.

Принимаем:

-для внешней части штуцера

$$\sigma_1 := \sigma_t = 177 \quad \text{МПа;}$$

$$\chi_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_1}{\sigma_t} \right) = 1$$

-для накладного кольца

$$\sigma_2 := \sigma_t = 177 \quad \text{МПа;}$$

$$\chi_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_t} \right) = 1$$

-для внутренней части штуцера

$$\sigma_3 := \sigma_t = 177 \quad \text{МПа;}$$

$$\chi_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_t} \right) = 1$$

Расчет диаметра отверстия не требующего укрепления.

$$d_{\text{ор.цилиндр}} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{\text{р.обеч.}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1)} = 27.713 \quad \text{мм.} \quad [10]$$

Условие укрепления одиночных отверстий.

В случае укрепления отверстия утолщением стенки сосуда или штуцера либо накладным кольцом, торообразной вставкой, сварным кольцом.

Принимаем укрепление штуцеров накладным кольцом.

-для штуцера Ду100:

$$\begin{aligned} A_1 &:= l_{\text{р.штуц.Ду400}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду400}} - s_{\text{штуц.Ду400.p}} - c_1) \cdot \chi_1 = 131.901 & \text{мм} \\ A_3 &:= l_{\text{р.штуц.Ду400}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду400}} - s_{\text{штуц.Ду400.p}} - c_1) \cdot \chi_3 = 52.76 & \text{мм} \\ A_4 &:= L_{\text{0.цилиндр}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - s_{\text{расч.обечайки}} - c_1) = 338.351 & \text{мм} \\ A_5 &:= 0.5 \cdot (d_1 + 2 \cdot c_1 - d_{\text{ор.цилиндр}}) \cdot s_{\text{обечайки.испол}} = 1.505 \times 10^3 & \text{мм} \end{aligned} \quad [10]$$

Определяем площадь "A₂" накладного кольца по формуле:

Given

$$A_2 = \frac{1}{\chi_2} \cdot (A_5 - A_1 - A_3 - A_4)$$

$$A_{2.\text{расч}} := \text{Find}(A_2) \rightarrow 982.137053979041692 \text{ мм}^2;$$

Расчетную ширину накладного кольца "l₂" рассчитывают (при условии что толщина накладного кольца S₂, равна толщине стенки рубашки и конического днища рубашки) по формуле:

-для цилиндрической рубашки:

$$l_{2.\text{р.штуц.Ду600}} := \frac{A_{2.\text{расч}}}{s_{2.\text{цилиндр.обеч}}} = 122.767$$

Принимаем:

$$l_{2.\text{штуц.Ду600}} := 130 \text{ мм.}$$

Отсюда,

$$A_2 := l_{2.\text{штуц.Ду600}} \cdot s_{2.\text{цилиндр.обеч}} \cdot \chi_2 = 1.04 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_1 + A_2 + A_3 + A_4 \geq A_5 \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуц либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр}} = \text{"Условие выполняется"}$$

-для штуцера Ду150:

$$\begin{aligned} A'_1 &:= l_{\text{р.штуц.Ду150}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - s_{\text{штуц.Ду150.p}} - c_1) \cdot \chi_1 = 93.896 & \text{мм} \\ A'_3 &:= l_{\text{р.штуц.Ду150}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - s_{\text{штуц.Ду150.p}} - c_1) \cdot \chi_3 = 37.558 & \text{мм} \end{aligned} \quad [10]$$

$$A'_4 := L_{0.цилиндр} \cdot (s_{обечайки.испол} - s_{расч.обечайки} - c_1) = 338.351 \quad \text{мм}$$

$$A'_5 := 0.5(d_2 + 2 \cdot c_1 - d_{ор.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.испол} = 505.149 \quad \text{мм}$$

Определяем площадь "A₂" накладного кольца по формуле:

Given

$$A'_2 = \frac{1}{\chi_2} \cdot (A'_5 - A'_1 - A'_3 - A'_4)$$

$$A'_{2.расч} := \text{Find}(A'_2) \rightarrow 35.343344695298973 \quad \text{мм}^2;$$

Расчетную ширину накладного кольца "l₂" рассчитывают (при условии что толщина накладного кольца S₂, равна толщине стенки рубашки и конического днища рубашки) по формуле:

-для цилиндрической рубашки:

$$l_{2р.штуц.Ду150} := \frac{A'_{2.расч}}{s_{2.цилиндр.обеч}} = 4.418$$

Принимаем:

$$l_{2.штуц.Ду150} := 20 \text{ мм.}$$

Отсюда,

$$A'_2 := l_{2.штуц.Ду150} \cdot s_{2.цилиндр.обеч} \cdot \chi_2 = 160 \quad \text{мм}$$

$$A'_4 := L_{0.цилиндр} \cdot (s_{обечайки.испол} - s_{расч.обечайки} - c_1) = 338.351 \quad \text{мм}$$

$$A'_5 := 0.5(d_2 + 2 \cdot c_1 - d_{ор.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.испол} = 505.149 \quad \text{мм}$$

Определяем площадь "A₂" накладного кольца по формуле:

Given

$$A'_2 = \frac{1}{\chi_2} \cdot (A'_5 - A'_1 - A'_3 - A'_4)$$

$$A'_{2.расч} := \text{Find}(A'_2) \rightarrow 35.343344695298973 \quad \text{мм}^2;$$

Расчетную ширину накладного кольца "l₂" рассчитывают (при условии что толщина накладного кольца S₂, равна толщине стенки рубашки и конического днища рубашки) по формуле:

-для цилиндрической рубашки:

$$l_{2р.штуц.Ду150} := \frac{A'_{2.расч}}{s_{2.цилиндр.обеч}} = 4.418$$

Отсюда,

$$A'_2 := l_2 \cdot \text{штуц.Ду150} \cdot s_2 \cdot \text{цилиндр.обеч} \cdot \chi_2 = 160 \quad \text{мм}$$

$$\text{Усл}'_{\text{укр}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A'_1 + A'_2 + A'_3 + A'_4 \geq A'_5 \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{other} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Патрубки в крышке

Определение толщин стенок патрубков:

-Расчетную толщину стенок патрубков (штуцеров) рассчитываем по формуле:

Основные формулы расчета

Расчетные расчетные параметры патрубков:

- $x_1 := 0$ мм - расстояние от центра укрепления отверстия (выходного патрубка газа) до центральной оси оболочки.
- $x_2 := 260$ мм - расстояние от центра укрепления отверстия (выхода теплоносителя) до центральной оси оболочки.
- $x_3 := 280$ мм - расстояние от центра укрепления отверстия (дифманометра) до центральной оси оболочки.

Основная расчетная схема соединения штуцера со стенкой сосуда:

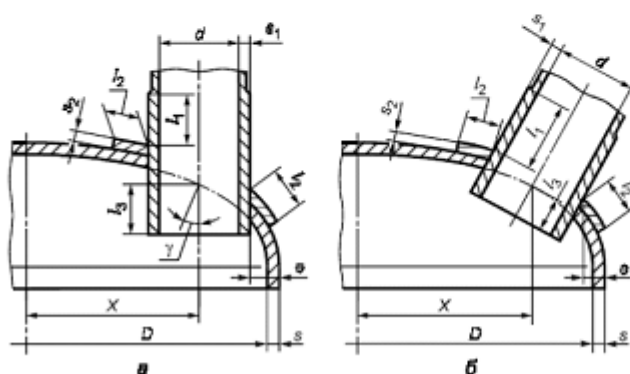


Рисунок А.5 — Смещенные штуцера на выпуклом днище

-для эллиптических днищ при $H=0.25D$:

$$D_{p.вых.газ} := 2 \cdot D_{внут} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_1}{D_{внут}} \right)^2} = 1.6 \times 10^3 \quad \text{мм - расчетный диаметр эллиптической крышки при смещенном штуцере;}$$

$$D_{p.вых.тепл.} := 2 \cdot D_{внут} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_2}{D_{внут}} \right)^2} = 1.322 \times 10^3 \quad \text{мм - расчетный диаметр эллиптической крышки при смещенном штуцере;}$$

$$D_{p.диф.ман.} := 2 \cdot D_{внут} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_3}{D_{внут}} \right)^2} = 1.272 \times 10^3 \quad \text{мм - расчетный диаметр эллиптической крышки при смещенном штуцере;}$$

-сквозного отверстия:

$$d_{p.вых.газ} := \frac{d_2 + 2c_1}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x_1}{D_{p.вых.газ}} \right)^2}} = 154 \quad \text{мм - расчетный диаметр для смещенного штуцера "входа нефтяной эмульсии" на эллиптической крышке;}$$

$$d_{p.дренаж} := \frac{d_4 + 2c_1}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x_1}{D_{p.вых.газ}} \right)^2}} = 54 \quad \text{мм - расчетный диаметр для смещенного штуцера "входа нефтяной эмульсии" на эллиптической крышке;}$$

$$d_{p.вых.тепл.} := \frac{d_5 + 2c_1}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x_2}{D_{p.диф.ман.}} \right)^2}} = 31.774 \quad \text{мм - расчетный диаметр для смещенного штуцера "входа нефти" на эллиптической крышке;}$$

$$d_{p.диф.ман.} := \frac{d_5 + 2c_1}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x_3}{D_{p.диф.ман.}} \right)^2}} = 32.296 \quad \text{мм - расчетный диаметр для смещенного штуцера "входа нефти" на эллиптической крышке;}$$

Проверка требования укрепления отверстий:

расчетные диаметры одиночных отверстий, не требующих дополнительных укреплений при наличии избыточной толщины стенки эллиптической крышки:

$$d_{o.вых.газ} := 2 \cdot \left(\frac{s_{исп.эл.крышки} - c_1}{s_{p.эллип.крышки}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{p.вых.газ} \cdot (s_{исп.эл.крышки} - c_1)} = 699.721 \quad \text{мм; [10]}$$

$$d_{o.вых.тепл.} := 2 \cdot \left(\frac{s_{исп.эл.крышки} - c_1}{s_{p.эллип.крышки}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{p.вых.тепл.} \cdot (s_{исп.эл.крышки} - c_1)} = 636.136 \quad \text{мм;}$$

$$d_{o, \text{диф.ман.}} := 2 \cdot \left(\frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{s_{\text{р.эллип.крышки}}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{\text{р.диф.ман.}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)} = 624.008 \quad \text{мм};$$

Входной патрубок газа. Ду 150 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_{\text{р.вых.газ}} \leq d_{o, \text{вых.газ}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
 "Требуется укрепление отверстия" otherwise

Дренаж. Ду 50 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_{\text{р.дренаж}} \leq d_{o, \text{вых.газ}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
 "Требуется укрепление отверстия" otherwise

Выход теплоносителя. Ду 25 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_{\text{р.вых.тепл.}} \leq d_{o, \text{вых.тепл.}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
 "Требуется укрепление отверстия" otherwise

Дифманометр. Ду 25 мм:

"Укрепление отверстия не требуется" if $d_{\text{р.диф.ман.}} \leq d_{o, \text{диф.ман.}}$ = "Укрепление отверстия не требуется"
 "Требуется укрепление отверстия" otherwise

Одиночные отверстия в аппарате

Отверстие считается одиночным, если ближайшее к нему отверстие не оказывает на него влияния, что имеет место, когда расстояние между наружными поверхностями соответствующих штуцеров удовлетворяет условию:

$$b' := \sqrt{D_{\text{р.вых.газ}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1 - c_2)} + \sqrt{d_{\text{р.диф.ман.}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1 - c_2)} = 104.173 \quad \text{мм};$$

$$b'' := \sqrt{D_{\text{р.вых.газ}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1 - c_2)} + \sqrt{d_{\text{р.вых.тепл.}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1 - c_2)} = 104.068 \quad \text{мм};$$

$$x_1 + x_2 \geq b' = 1$$

$$x_1 + x_3 \geq b' = 1$$

Отверстия считаются одиночными.

Укрепление отверстий штуцеров.

[10]

Выбор вида укрепления.

Укрепление отверстий производим с помощью накладного кольца, толщина которого равняется толщине эллиптической крышки.

$$s_{2, \text{крышки}} := s_{\text{исп.эл.крышки}} = 8 \quad \text{мм} - \text{толщина накладного кольца.}$$

Расчет укрепления отверстий при внутреннем избыточном давлении в аппарате.

Расчетные длины патрубков (штуцеров).

Расчетные длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстия.

Для штуцера, выхода газа Ду150 мм:

$$l_{1р.штуц.Ду600} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c_1) \cdot (s_{штуц.Ду150} - c_1)} = 29.02 \text{ мм}$$

$$l_{3р.штуц.Ду600} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c_1) \cdot (s_{штуц.Ду150} - c_1)} = 11.608 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.штуц.Ду200} := 180 \text{ мм.} \quad [10]$$

$$l_{3.штуц.Ду600} := 20 \text{ мм.}$$

Расчетная ширина.

Ширина зоны укрепления в крышке:

Для штуцера, выхода газа Ду150 мм:

$$L_{0.вых.газ.p} := \sqrt{D_{p.вых.газ} \cdot (s_{исп.эл.крышки} - c_1)} = 97.98 \text{ мм} \quad [10]$$

Отношения допускаемых напряжений.

Исходя из условия, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из материала, обладающего аналогичными характеристиками, что и материал эллиптической крышки:

Принимаем:

-для внешней части штуцера

$$\sigma'_1 := \sigma_t = 177 \text{ МПа;}$$

$$\chi'_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_1}{\sigma_t} \right) = 1$$

-для накладного кольца

$$\sigma'_2 := \sigma_t = 177 \text{ МПа;}$$

$$\chi'_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_t} \right) = 1$$

-для внутренней части штуцера

$$\sigma'_3 := \sigma_t = 177 \text{ МПа;}$$

$$\chi'_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_t} \right) = 1$$

Расчет диаметра отверстия не требующего укреплений.

Для штуцера, выхода газа Ду150 мм:

$$d_{\text{ор.вых.газа}} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{\text{р.вых.газ}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)} = 39.192 \text{ мм} \quad [10]$$

Условие укрепления одиночных отверстий.

Для штуцера, выхода газа Ду150 мм:

$$\begin{aligned} A''_1 &:= l_{\text{р.штуц.Ду600}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - s_{\text{штуц.Ду150.р}} - c_1) \cdot \chi'_1 = 93.896 \text{ мм} \\ A''_3 &:= l_{\text{р.штуц.Ду600}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - s_{\text{штуц.Ду150.р}} - c_1) \cdot \chi'_3 = 37.558 \text{ мм} \\ A''_4 &:= l_{\text{0.вых.газ.р}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - s_{\text{р.эллип.крышки}} - c_1) = 453.375 \text{ мм} \\ A''_5 &:= 0.5 \cdot (d_{\text{0.вых.газ}} - d_{\text{ор.вых.газа}}) \cdot s_{\text{исп.эл.крышки}} = 2.642 \times 10^3 \text{ мм} \end{aligned} \quad [10]$$

Определяем площадь "А''₂" накладного кольца по формуле:

Given

$$A''_2 = \frac{1}{\chi'_2} \cdot (A''_5 - A''_1 - A''_3 - A''_4)$$

$$A''_{2.\text{расч}} := \text{Find}(A''_2) \rightarrow 2057.285792696476233 \text{ мм}^2;$$

$$l_{2.\text{р.вых.газа.см}} := \frac{A''_{2.\text{расч}}}{s_{2.\text{крышки}}} = 257.161 \text{ мм.}$$

Принимаем:

$$l_{2.\text{вых.газа.см}} := 260 \text{ мм.}$$

$$A''_2 := l_{2.\text{вых.газа.см}} \cdot s_{2.\text{крышки}} \cdot \chi'_2 = 2.08 \times 10^3 \text{ мм}^2;$$

$$\text{Усл''}_{\text{укр}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A''_1 + A''_2 + A''_3 + A''_4 \geq A''_5 \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} \end{cases}$$

$$\text{Усл''}_{\text{укр}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Допускаемое избыточное давление штуцеров.

Допускаемое внутреннее избыточное давление для штуцеров Ду500 и Ду350, рассчитываются по формулам:

Где K=1 - для цилиндрических и конических обечаек

$$K_1 := 1$$

-для штуцера Ду100:

$$w := \frac{A_1 + A_2 + A_3}{l_{0.\text{цилиндр}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2)} + 1 = 4.399$$

[10]

$$V_{\text{Ду450}} := \min \left(1, \frac{w}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c_1 - d_{\text{ор.цилиндр}}}{L_{0.\text{цилиндр}}} + K_1 \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c_1}{D_{\text{р.обеч}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{\text{р.штуц.Ду400}}}{L_{0.\text{цилиндр}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{\text{штуц.Ду.100.раб}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot \varphi \cdot \sigma_t}{D_{\text{р.обеч}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot V_{\text{Ду450}}} \cdot V_{\text{Ду450}} = 2. \text{ МПа}$$

$$\text{Усл}_{\text{пров.давления}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{раб.расч}}) \leq P_{\text{штуц.Ду}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{пров.давления}} = \text{"Штуцер, выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

-при условиях испытания

$$P_{\text{штуц.Ду.450.исп}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}}}{D_{\text{р.обеч}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot V_{\text{Ду450}}} \cdot V_{\text{Ду450}} = 3.52 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Усл}'_{\text{пров.давления}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{штуц.Ду}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}'_{\text{пров.давления}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

-для штуцера Ду100:

$$w' := \frac{A'_1 + A'_2 + A'_3}{L_{0.\text{цилиндр}} \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2)} + 1 = 1.809$$

$$V_{\text{Ду150}} := \min \left(1, \frac{w'}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_2 + 2 \cdot c_1 - d_{\text{ор.цилиндр}}}{L_{0.\text{цилиндр}}} + K_1 \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c_1}{D_{\text{р.обеч}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{\text{р.штуц.Ду150}}}{L_{0.\text{цилиндр}}} \right) = 0.852$$

-при рабочих условиях

$$P_{\text{штуц.Ду.150.раб}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot \varphi \cdot \sigma_t}{D_{\text{р.обеч}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot V_{\text{Ду150}}} \cdot V_{\text{Ду150}} = 1.95 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Усл}_{\text{пров.давления}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{раб.расч}}) \leq P_{\text{штуц.Ду}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{пров.давления}} = \text{"Штуцер, выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

-при условиях испытания

[10]

$$P_{\text{штуц. Ду.150.исп}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}}}{D_{\text{р.обеч}} + (s_{\text{обечайки.испол}} - c_1 - c_2) \cdot V_{\text{Ду150}}} \cdot V_{\text{Ду150}} = \text{МПа}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{ш}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

Допускаемое избыточное давление патрубков (штуцеров).

Допускаемое давление, для патрубков (штуцеров) рассчитывается по формулам:

Где, K=2 - для выпуклых днищ.

$$K_1 := 2$$

[13]

Допускаемые внутреннее избыточные давления для штуцера, входа газовой смеси d=150 мм:

$$V_{\text{вых.газа}} := \min \left[1, \frac{\frac{A''_1 + A''_2 + A''_3}{L_{0.\text{вых.газ.p}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)} + 1}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{0.\text{вых.газ}} - d_{\text{ор.вых.газа}}}{L_{0.\text{вых.газ.p}}} + K_1 \cdot \frac{d_{\text{р.вых.газ}}}{D_{\text{р.вых.газ}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{I_{\text{р.штуц.Ду600}}}{L_{0.\text{вых.газ.p}}}} \right] = 1$$

Допускаемое давление, при рабочих условиях.

$$P_{\text{доп.раб.вых.газа}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{т}}}{D_{\text{р.вых.газ}} + (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1) \cdot V_{\text{вых.газа}}} \cdot V_{\text{вых.газа}} = 2.645 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} := \begin{cases} \text{"Патрубок, выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{раб.расч}}) \leq P_{\text{доп.р}} \\ \text{"Патрубок, НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} = \text{"Патрубок, выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

Допускаемое давлении, при условиях испытания.

[13]

$$P_{\text{доп.исп.вых.газа}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{и}}}{D_{\text{р.вых.газ}} + (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1) \cdot V_{\text{вых.газа}}} \cdot V_{\text{вых.газа}} = 4.072 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} := \begin{cases} \text{"Патрубок, выдерживает давление при усл испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{доп.ик}} \\ \text{"Патрубок, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{прое.давления}} = \text{"Патрубок, выдерживает давление при усл испытаний"}$$

6.2.4 Расчет опорной пластинчатой стойки

Исходные параметры пластинчатой стойки:

$b_{1max} := 187.5$ мм - максимальная длина ребра опоры;

$C_1 := 22$ мм - расстояние от края стойки до середины крепления фундаментного болта;

$d := 520$ мм - диаметр расположения фундаментных болтов;

$B := 130$ мм - сторона квадрата опорной поверхности стойки на фундамент;

$l := 220$ мм - длина линии контакта опоры с днищем;

$K := 8$ мм - скос ребра опоры;

$\alpha_2 := 40^\circ$ - угол наклона меридиональной касательной у опорной окружности днища;

$n := 2$ - количество опор.

Рассчитываем вес аппарата:

[1]

$$S_{isp} := \pi \cdot s_{исп.эл.крышки}$$

$h_1 := 25$ мм - высота отбортовки эллиптической крышки;

$$K_{объ} := \frac{\frac{D_{внут}}{s_{исп.эл.крышки}} + 2}{2 \cdot \left(\frac{D_{внут}}{s_{исп.эл.крышки}} + 1 \right)} = 0.505 ;$$

$$\xi := 0.725 \cdot \left(1 + \frac{K_{объ}^2}{2 \cdot \sqrt{1 - K_{объ}^2}} \cdot \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - K_{объ}^2}}{1 - \sqrt{1 - K_{объ}^2}} \right) \right) = 1.005 \text{ - коэффициент;}$$

$$V_{эл.крыш} := \frac{S_{isp} \cdot (D_{внут} + s_{исп.эл.крышки}) \cdot [h_1 + 0.345 \cdot \xi \cdot (D_{внут} + s_{исп.эл.крышки})]}{10^9} = 6.195 \times 10^{-3}$$

м³

- объем эллиптической крышки;

$$Q_{эл.крыш} := V_{эл.крыш} \cdot \rho_{ст.09Г2С} = 48.628 \text{ кг - масса эллиптической крышки;}$$

$$Q_{обеч} := \frac{h_{обеч} \cdot (\pi \cdot D_{внут}) \cdot s_{обечайки.испол}}{10^9} \cdot \rho_{ст.09Г2С} = 394.584 \text{ кг - масса обечайки;}$$

$$Q_{исп.ср} := V_{аппарата} \cdot \rho_{воды} = 1.597 \times 10^3 \text{ кг - масса воды, при гидроиспытании;}$$

$$G_{аппарата} := (2Q_{эл.крыш} + Q_{обеч} + Q_{исп.ср}) \cdot 1.20 \cdot g = 2.458 \times 10^4 \text{ Н - вес аппарата;}$$

Горизонтальные усилия на опорную стойку вычисляем по формуле:

$$F_1 := \frac{G_{аппарата}}{n} = 1.229 \times 10^4 \text{ Н - горизонтальное усилие на одну стойку;}$$

Меридиональный момент, передаваемый опорой на днище, вычисляют по формуле:

$$M_1 := \frac{F_1 \cdot (b_{1\max} - B + K)}{2} = 4.025 \times 10^5 \quad \text{Н*мм};$$

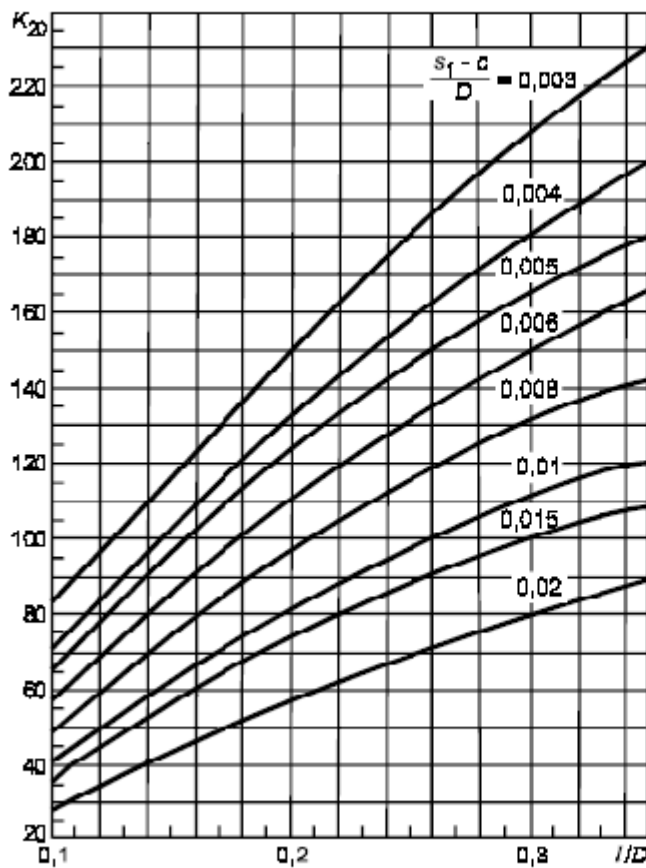
Проверка несущей способности эллиптического днища

Допускаемое нормальное усилие для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют по формуле:

Где,

$$d_4 := d + 2 \cdot C_1 - K - b_{1\max} = 368.5 \quad \text{мм - диаметр сечения, проходящего через середину линии контакта опоры с днищем};$$

Коэффициент определяем по графику:



Параметры графика:

$$\frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{D_{\text{внут}}} = 7.5 \times 10^{-3},$$

$$\frac{1}{D_{\text{внут}}} = 0.275$$

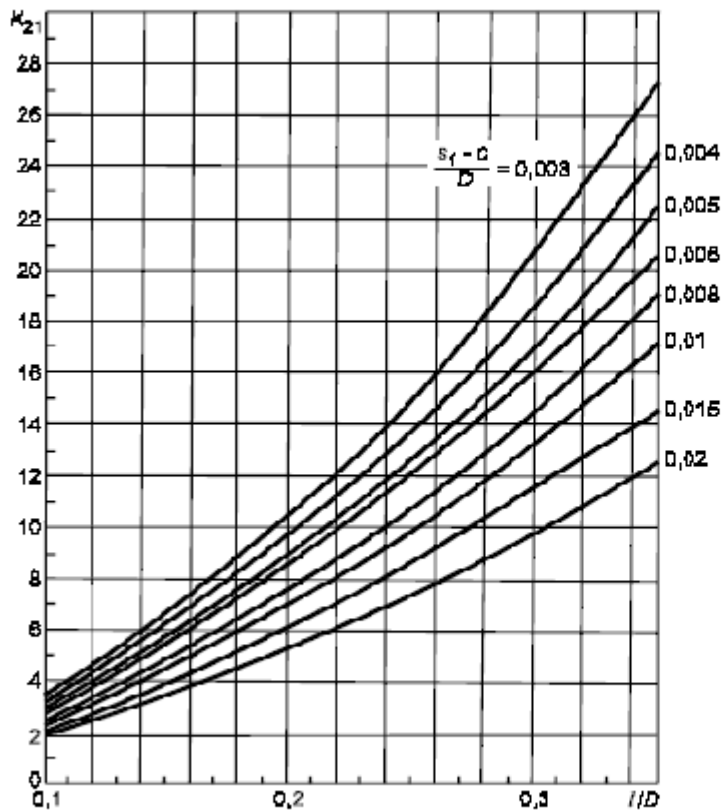
Отсюда $K_{20} := 100$

Рисунок 13 — Коэффициент K_{20}

Допускаемое нормальное усилие для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют по формуле:

$$F_{\text{доп}} := 0.25 \cdot K_{20} \cdot \sigma_H \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)^2 \cdot \left(0.2 + \frac{d_4}{D_{\text{внут}}} \right) = 6.438 \times 10^4 \quad \text{Н}; \quad [1]$$

Коэффициент определяем по графику:



Параметры графика:

$$\frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{D_{\text{внут}}} = 7.5 \times 10^{-3}$$

$$\frac{1}{D_{\text{внут}}} = 0.275$$

Отсюда $K_{21} = 14$

Рисунок 14 — Коэффициент K_{21}

[1]

Допускаемое меридиональный момент для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют по формуле:

$$M := 0.25 \cdot K_{21} \cdot \sigma_H \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)^2 \cdot \left(0.2 + \frac{d_4}{D_{\text{внут}}} \right) \cdot D_{\text{внут}} = 7.21 \times 10^6 \quad \text{Н*мм};$$

Несущую способность днища в месте приварки опоры следует проверять по формуле:

Проверка несущей способности эллиптического днища

$$\text{Пров}_{\text{нес.способ}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{F_1 \cdot \sin(\alpha_2)}{F} + \frac{M_1}{M} + \frac{P_{\text{исп.расч}}}{P_{\text{доп.испыт.кр}}} \leq 1 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{нес.способ}} = \text{"Условие выполняется"}$$

6.2.5. Расчет фланцевого соединения. [9]

Исходные данные:

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С

Материал шпилек - сталь 40Х

Материал прокладки - паронит ПОН.

Для расчета используем ГОСТ Р 52857.4-2007.[9]

$\underline{D} := 800$ мм

$\underline{D_H} := 945$ мм

[9]

$\underline{t} := 100$ °C Рабочая температура

материал для шпилек: Сталь 40Х

Допускаемое напряжение материала при рабочей температуре для шпилек:

$\sigma_{д.б} := 230$ МПа

$\underline{h_n} := 4$ мм Толщина прокладки

$\underline{d} := 20$ мм Диаметр шпильки (рекомендуемый) [9]

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

$\underline{S_0} := 9$ мм Толщина втулки фланцев [9]

$\underline{h} := 45$ мм Толщина тарелки фланца [9]

$\underline{D_6} := 905$ мм Диаметр окружности расположения болтов [9]

$\underline{D_{сп}} := 845$ мм Расчетный диаметр прокладки [9]

$\underline{n} := 40$ Количество болтов [9]

$\underline{S_1} := 23$ мм Толщина втулки фланца в месте присоединения к тарелке [9]

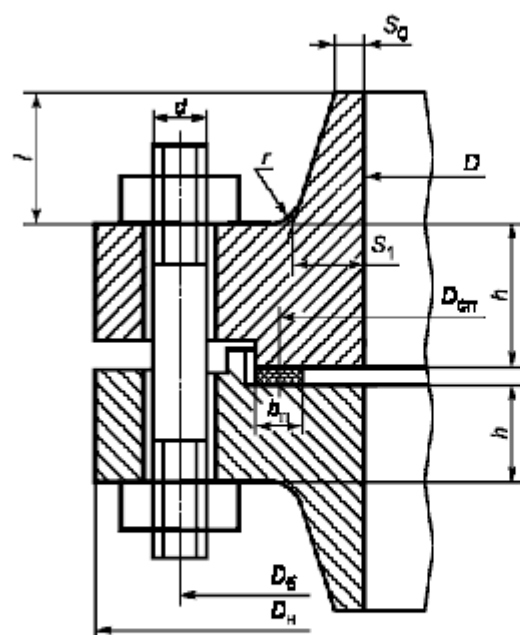
$\underline{l} := 40$ мм Длина конической втулки фланца [9]

$\underline{P} := 0.005$ МПа Расчетное давление

$\underline{c_0} := 2$ мм Прибавка на коррозию

$\underline{M} := 0$ Н*мм

Фланцы с уплотнительной поверхностью выступ - впадина
рекомендуется применять для условных давлений среды до 2,5 МПа



[9]

б — фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ — впадина

Определение расчетных параметров.

Расчетные температуры.

Расчетная температура неизолированных, приваренных в стык фланцев $t_{\phi} = 0,96 t$:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t$$

$$t_{\phi} = 96$$

Расчетная температура болтов (шпилек):

$$t_b := 0.85 \cdot t$$

$$t_b = 85$$

Модуль упругости для стали 40Х при рабочей температуре:

$$E_b := 2.15 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

$$E_b := 2.15 \cdot 10^5$$

Допускаемое напряжение для стали 40Х при $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{206} := 230 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{206} := 196$$

Модуль упругости для стали 40Х при температуре испытания $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$E_{206} := 2.18 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

$$E_{206} := 2.15 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 40Х при $t = 20 - 100\text{ }^{\circ}\text{C}$:

Для шпилек.

Для фланца.

$$\alpha_6 := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad \text{K}^{-1}$$

$$\alpha_{\Phi} := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad \text{K}^{-1}$$

$$\alpha_{\text{кр}} := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad \text{K}^{-1}$$

$$\sigma_{\text{кр}} := 177 \text{ МПа}$$

Так как фланцы изготавливаются из листового проката

$$\eta_w := 1$$

$$\sigma_{\text{д.}\Phi} := \eta \cdot \sigma_t \quad \sigma_{\text{д.}\Phi} = 177 \quad \text{МПа}$$

Расчет прокладки

Эффективная ширина плоской прокладки.

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

$$b_0 = 17 \quad \text{мм}$$

характеристики основных типов прокладок.

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент m	Удельное давление обжатия прокладки $q_{\text{обж}}$, МПа	Допускаемое удельное давление $[q]$, МПа	Коэффициент обжатия $K_{\text{обж}}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_n \cdot 10^{-6}$, МПа
Плоская неметаллическая прокладка из:					
резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А до 65 единиц	0,5	2,0	18,0	0,4	$0,3 \cdot 10^{-4} \left(1 + \frac{t_n}{2h_n}\right)$
резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А более 65 единиц	1,0	4,0	20,0	0,09	$0,4 \cdot 10^{-4} \left(1 + \frac{t_n}{2h_n}\right)$
паронита по ГОСТ 481 при толщине не более 2—3 мм	2,5	20,0 ¹⁾	130,0	0,90	0,02

По таблице, выбираем характеристики прокладки изготовленной из стали паронита по ГОСТ 481-80:

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

$$q_{\text{обж}} := 20 \text{ МПа} \quad \text{- удельное давление обжати прокладки}$$

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

$K_{обж} := 0.9$ - коэффициент обжатия

$E_{\Pi} := 0.02 \cdot 10^5$ МПа - условный модуль сжатия прокладки

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{обж} := 0.5 \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q_{обж} \quad P_{обж} = 4.513 \times 10^5 \text{ Н}$$

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

$$R_{\Pi} := \begin{cases} \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot P & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$R_{\Pi} = 564.112 \quad \text{Н}$$

Площадь поперечного сечений шпилек:

$$f_6 := 245 \quad \text{мм}^2 \quad \text{По ГОСТ 1759.0-87.}$$

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

$$A_6 := n \cdot f_6 \quad A_6 = 9.8 \times 10^3 \quad \text{мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

[13]

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{сп})^2 \cdot P \quad Q_d = 2.804 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Осевое сжимающее усилие

$$F_{\text{сж}} := - \left[0.6 \cdot \left[\frac{\pi \cdot \left(\frac{D}{1000} \right)^2}{4} \right] \cdot 10^6 \right] = -3.016 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{FM} := \max \left(\left| F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right|, \left| F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right| \right) = 3.016 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Податливость прокладки:

[1]

$$y_{\Pi} := \frac{h_{\Pi} \cdot K_{обж}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{\Pi}} \quad y_{\Pi} = 3.39 \times 10^{-8} \quad \text{мм/Н}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} := 89 \quad \text{мм}$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости:

$$L_6 := (L_{60} + 0.56 \cdot d) \quad L_6 = 100.2 \quad \text{мм}$$

Податливость шпилек:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} \quad y_6 = 4.69 \times 10^{-8} \quad \text{мм/Н}$$

Расчетные параметры фланцев.

[9]

параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} \quad l_0 = 84.853 \quad \text{мм}$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

$$K := \frac{D_H}{D} \quad K = 1.181$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad \beta_T = 1.845$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad \beta_U = 12.913$$

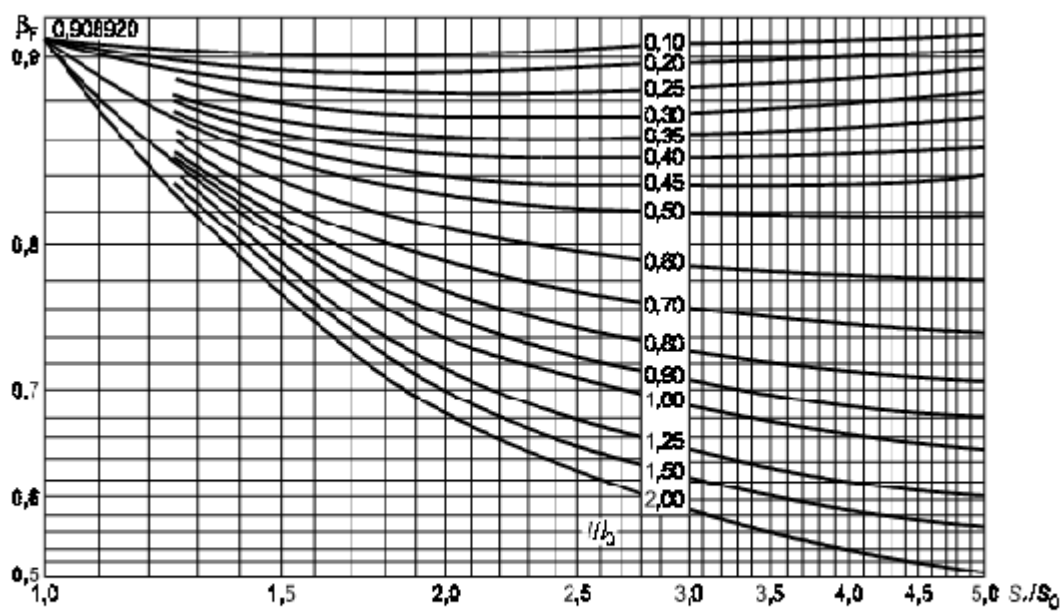
$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] \quad \beta_Y = 11.865$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad \beta_Z = 6.059$$

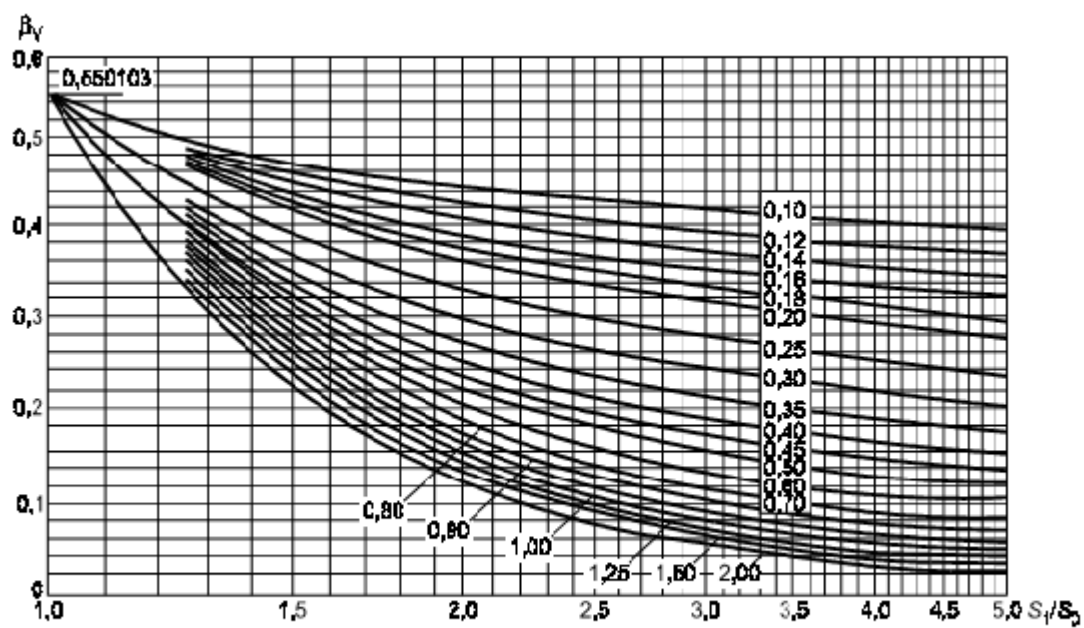
Коэффициенты для фланцевых соединений, зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой определяем по графикам:

В зависимости от отношений:

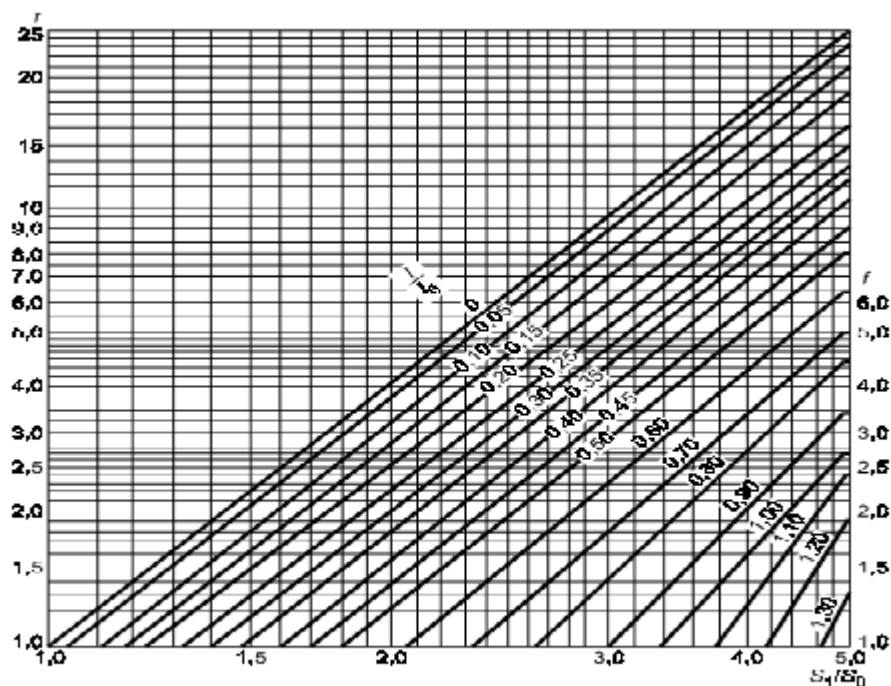
$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 2.556 \quad x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot S_0}} = 0.471$$



К определению коэффициента β_F .



К определению коэффициента β_V .



Поправочный коэффициент для напряжений во втулке фланца .

Из рисунков определяем коэффициенты β_F и β_V и поправочный коэффициент f :

$$\beta_F := 0.82$$

$$\beta_V := 0.75$$

$$f := 2.5$$

Коэффициент λ :

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.548$$

Угловая податливость фланцев.

[9]

+

Угловая податливость фланца при затяжке:

$$y_{\Phi} := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} \quad y_{\Phi} = 2.984 \times 10^{-10}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H} \quad y_{\Phi H} = 2.368 \times 10^{-11}$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

$$\text{Где} \quad K_{кр} := \frac{D_H}{D_{сп}} = 1.118 \quad h_{кр} := 50 \quad \delta_{кр} := 39$$

$$X_{кр} := 0.67 \cdot \frac{\left[K_{кр}^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K_{кр})) - 1 \right]}{(K_{кр} - 1) \cdot \left[K_{кр}^2 - 1 + \left(1.857 \cdot K_{кр}^2 + 1 \right) \cdot \frac{h_{кр}^3}{\delta_{кр}} \right]} = 4.094 \times 10^{-4}$$

$$y_{кр} := \frac{X_{кр}}{\delta_{кр}^3 \cdot E_{20}} = 3.21 \times 10^{-14}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

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

Приведенный диаметр плоского фланца: $D' := D$ т.к. $D \geq 20 \cdot S_1 = 1$

Плечо действия усилий в шпильках для приварных встык фланцев:

$$b_{\text{ш}} := 0.5 \cdot (D_6 - D_{\text{сп}}) \quad b = 30 \quad +$$

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

$$e_{\text{ш}} := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - S_0) \quad e = 18 \quad [9]$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$\xi_{\text{ш}} := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.539$$

$$S_9 := \xi \cdot S_0 = 13.852$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для соединения фланца с крышкой:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\text{п}} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + b^2 \cdot \left(y_{\text{ф}} \cdot \frac{E_{20}}{E} + y_{\text{кр}} \cdot \frac{E_{20}}{E} \right)} \quad \gamma = 2.857 \times 10^6$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской прокладной крышкой:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - (e \cdot y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}} \cdot b) \cdot b}{y_{\text{п}} + y_6 + b^2 \cdot (y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}})} \quad \alpha = 1.364$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}} \right)}{y_6 + y_{\Pi} \cdot \left(\frac{D_6}{D_{\text{сп}}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b^2} \quad \alpha_M = 0.892$$

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

$$t_{\text{кр}} := t = 100$$

$$Q_t := \gamma \cdot \left[2\alpha_{\Phi} \cdot h \cdot (t_{\Phi} - 20) + \alpha_{\text{кр}} \cdot h_{\text{кр}} \cdot (t_{\text{кр}} - 20) - \alpha_6 \cdot (h + h_{\text{кр}}) \cdot (t_6 - 20) \right]$$

$$Q_t = 1.786 \times 10^5 \text{ Н}$$

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

$$P_{61} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \end{array} \right] \quad P_{61} = 4.07 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек:

$$P_{62} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{206})$$

$$P_{\text{обж}} = 4.513 \times 10^5 \text{ Н} \quad P_{62} = 9.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6M} := \max(P_{61}, P_{62}) \quad P_{6M} = 9.016 \times 10^5 \text{ Н} \quad [9]$$

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

$$P_{6p} := P_{6M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}$$

$$P_{6p} = 1.189 \times 10^6 \text{ Н}$$

Проверка прочности болтов и прокладки.

Расчетные напряжения в болтах (шпильках):

при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6} \quad \sigma_{61} = 92 \quad \text{МПа}$$

в рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} \quad \sigma_{62} = 121.328 \quad \text{МПа}$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке и в рабочих условиях:

$$Us1_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д.6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_1 = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

$$\sigma_{61} = 92 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{62} = 121.328 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{206} = 230 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{д.6} = 230 \quad \text{МПа}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{II}} \quad q = 22.395 \quad \text{МПа}$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$Us1_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_2 = \text{"Условие прочности прокладки выполняется"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность.

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланца при затяжке:

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b \quad M_M = 2.705 \times 10^7 \quad \text{Н*мм}$$

[9]

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

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

$$M_p = 4.115 \times 10^7 \quad \text{Н*мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца, обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0M} := \frac{f \cdot M_M}{\lambda \cdot (S_1 - c_o)^2 \cdot D'} \quad \sigma_{0M} = 123.82 \quad \text{МПа} \quad [9]$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M \quad \sigma_{RM} = 17.025 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение:

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} \quad \sigma_{TM} = 94.946 \quad \text{МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

Меридиональные изгибные напряжения для приварных встык фланцев с прямой втулкой и плоских фланцев:

$$\sigma_{0p} := \frac{f \cdot M_p}{\lambda \cdot (S_1 - c_o)^2 \cdot D'} \quad \sigma_{0p} = 188.374 \quad \text{МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0mmr} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)}, \frac{Q_d + F - \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)} \right] \quad [9]$$

$$\sigma_{0mmr} = -16.795 \quad \text{МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0\text{мор}} := \frac{P \cdot D}{2 \cdot (S_0 - c_0)} = 0.286 \quad \text{МПа} \quad [9]$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p \quad \sigma_{Rp} = 25.9 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение:

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp} \quad \sigma_{Tp} = 144.446 \quad \text{МПа}$$

Проверка условий статической прочности фланцев:

PR_1 := "Условия статической прочности в при затяжке НЕ выполняются"

PR_2 := "Условия статической прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"

PR_3 := "Условия статической прочности выполняются"

$K_T = 1.3$ при расчете с учетом стесненности температурных деформаций. При расчете без учета стесненности температурных деформаций $K_T = 1$.

$$K_T := 1.3 \quad [9]$$

$$Us1_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \sigma_{0m} > K_T \cdot 3\sigma_{20} \\ PR_2 & \text{if } \max \begin{bmatrix} |\sigma_{0p} + \sigma_{0mmp}| \\ \sigma_{0p} - \sigma_{0mmp} \\ |0.3\sigma_{0p} + \sigma_{0мор}| \\ |0.3\sigma_{0p} - \sigma_{0мор}| \\ 0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0mmp} - \sigma_{0мор}) \\ |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0mmp} - \sigma_{0мор})| \end{bmatrix} > K_T \cdot 3\sigma_{д.ф} \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_3 = \text{"Условия статической прочности выполняются"}$$

$$\sigma_{0M} = 123.82$$

$$\text{МПа} \quad K_T \cdot 3\sigma_{20} = 764.4 \quad \text{МПа}$$

$$\max \begin{bmatrix} |\sigma_{0p} + \sigma_{0mmr}| \\ \sigma_{0p} - \sigma_{0mmr} \\ |0.3\sigma_{0p} + \sigma_{0мор}| \\ |0.3\sigma_{0p} - \sigma_{0мор}| \\ 0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0mmr} - \sigma_{0мор}) \\ |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0mmr} - \sigma_{0мор})| \end{bmatrix} = 205.169 \quad \text{МПа} \quad K_T \cdot 3\sigma_{д.ф} = 690.3 \quad \text{МПа}$$

Проверка углов поворота фланцев.

[9]

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E} \quad \Theta = 0.012$$

Допустимый угол поворота плоского фланца

Допускаемый угол поворота приварного встык фланца принимаем 0.007

$$\Theta_d := 0.07$$

$$Us1_P := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие в рабочих условиях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_P = \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"}$$

6.2.6 Расчет массы аппарата

[1]

Расчет веса корпуса аппарата:

$$D := 0.8 \quad \text{м.}$$

Толщина стенки кожуха:

$$s_1 := 0.008 \quad \text{м.}$$

Толщина стенки днища:

$$s_3 := 0.008 \quad \text{м.}$$

Высота отбортовки крышки:

$$h_1 := 0.025 \text{ м.}$$

Высота отбортовки днища:

$$h_2 := 0.025 \text{ м.}$$

Плотность среды:

$$\rho_{\text{ср}} := 704.45 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность материала сталь 09Г2С-12:

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

Высота эллиптического днища без отбортованной части оболочки:

$$H_{\text{д.без.от.}} := 0.25 \text{ м.}$$

Высота эллиптической крышки без отбортованной части оболочки:

$$H_{\text{к.без.от.}} := 0.25 \text{ м.}$$

Внутренний объем эллиптической крышки без отбортовки:

[1]

$$V_{\text{д1}} := \frac{\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \frac{D_{\text{дн}}}{2} \cdot \frac{D_{\text{дн}}}{2} \cdot \frac{H_{\text{д.без.от.}}}{2}}{2} = 0.042$$

Наружный объем эллиптической крышки без отбортовки:

$$V_{\text{д2}} := \frac{\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \frac{D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3}{2} \cdot \frac{D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3}{2} \cdot \frac{(H_{\text{д.без.от.}} + s_3)}{2}}{2} = 0.045 \quad [1]$$

Объем металла днища аппарата без отбортовки:

$$V_{\text{д}} := V_{\text{д2}} - V_{\text{д1}} = 3.087 \times 10^{-3} \text{ м}^3. \quad [1]$$

Объем металла крышки аппарата без отбортовки:

$$V_{\text{к}} := V_{\text{д}} = 3.087 \times 10^{-3} \text{ м}^3. \quad [1]$$

Вес эллиптического днища (крышки) аппарата без отбортовки:

$$G_{\text{д.эл}} := V_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{мет}} = 24.232 \text{ кг}$$

Вес отбортованной части днища аппарата:

$$G_{\text{д.отб}} := \pi \cdot \left[\frac{(D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3)^2 - D_{\text{дн}}^2}{4} \right] \cdot 0.2 \cdot \rho_{\text{мет}} = 31.882$$

Масса отбортованной части днища аппарата:

$$G_{\text{к.отб}} := \pi \cdot \left[\frac{(D_{\text{дн}} + 2 \cdot s_3)^2 - D_{\text{дн}}^2}{4} \right] \cdot 0.05 \cdot \rho_{\text{мет}} = 7.971$$

[1]

Масса днища аппарата:

$$G_{\text{д}} := G_{\text{д.эл}} + G_{\text{д.отб}} = 56.114 \quad \text{кг}$$

Масса днища аппарата:

$$G_{\text{кр}} := G_{\text{д.эл}} + G_{\text{к.отб}} = 32.202 \quad \text{кг}$$

Масса пустого аппарата:

$$G_{\text{д}} + G_{\text{кр}} + G_{\text{ц}} + G_{\text{р}}$$

[1]

Масса аппарата заполненного жидкостью при самых худших рабочих условиях:

$$G_{\text{ап2}} := 1960 \quad \text{кг}$$

Вес аппарата заполненного жидкостью при условиях гидроиспытания:

$$G_{\text{ап3}} := 1975 = 1.975 \times 10^3 \quad \text{кг}$$

6.2.7 Расчет опор

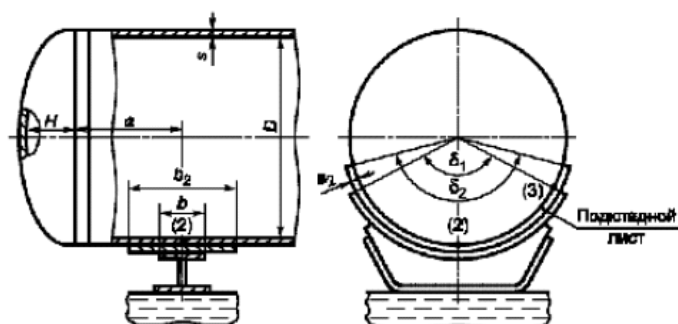
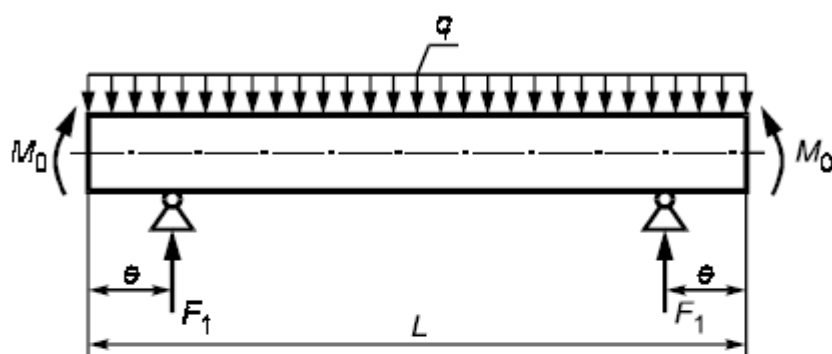


Рис. 2.10

Исходные данные:

- $\rho := 7850$ плотность материала, кг/м^3
- $H := 250$ высота выпуклой части днища по внутренней поверхности без учета цилиндрической отбортовки, мм;
- $L := 3400$ длина цилиндрической части сосуда, включая длину цилиндрической отбортовки днища, мм;
- $D := 800$ внутренний диаметр цилиндрической обечайки или выпуклого днища, мм;
- $p_{\text{rab}} := 1.6$ внутреннее избыточное или наружное давление, МПа
- $\phi := 1$ коэффициент прочности сварных швов обечайки, расположенных в области опорного узла;
- $E := 1.76 \cdot 10^5$ модуль продольной упругости при расчетной температуре, МПа
- $b := 180$ ширина седловой опоры, мм;
- $s_2 := 8$ исполнительная толщина подкладного листа, мм;
- $b_2 := 330$ ширина подкладного листа, мм;
- $\sigma_{20} := 184$ допускаемое напряжение при температуре 20 °С, МПа;
- $a := 1530$ длина выступающей цилиндрической части сосуда, включая отбортовку днища, мм;
- $e := a + H$ длина свободновыступающей части эквивалентного сосуда, мм;
- $t_{\text{rab}} := 52$ рабочая температура в аппарате, °С;
- $c := 1$ сумма прибавок к расчетной толщине стенки, мм;
- $\delta_1 := 120 \cdot \text{deg}$ угол охвата седловой опоры, °;
- $\delta_2 := 140 \cdot \text{deg}$ угол охвата сосуда подкладным листом, °.

В качестве основной расчётной схемы принимаем цилиндрический сосуд постоянного сечения симметрично опёртый на две опоры.



условие нагружения:

z :=

Внутреннее давление
Наружное давление

условие работы аппарата:

o :=

Рабочие условия
Условия испытаний

Расчётные данные:

Расчётная температура

[1]

$$t_w := \begin{cases} \max(t_{\text{rab}}, 20) & \text{if } o = 1 \\ 20 & \text{if } o = 2 \end{cases}$$

Допускаемое напряжение при расчетной температуре:

Принимаем по ГОСТ Р 52857.1-2007 при расчётной температуре $t=100^\circ\text{C}$

$$\sigma_d := \begin{cases} \text{Floor}(\sigma_t \cdot \phi, 0.5) & \text{if } o = 1 \\ \text{Floor}\left(\frac{\sigma_r}{1.1}, 0.5\right) & \text{if } o = 2 \end{cases}$$

$$\sigma_d = 184 \quad \text{МПа}$$

Расчётное давление:

$$p := \begin{cases} p_{rab} & \text{if } o = 1 \\ 1.25 \cdot p_{rab} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad [1]$$

Исполнительная толщина стенки:

$$s_r := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - p}$$

$$s_{\text{нн}} := \text{floor}(s_r + c + 1)$$

$$s = 5 \quad \text{мм}$$

Допускаемое наружное давление

$$n_y := \begin{cases} 2.4 & \text{if } o = 1 \\ 1.8 & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad n_y = 2.4$$

$$p_d := \begin{cases} p_{dp} \leftarrow \frac{2 \cdot \sigma_d \cdot (s - c)}{D + (s - c)} \\ B_1 \leftarrow \min \left[1.0, 9.45 \cdot \frac{D}{L} \cdot \sqrt{\frac{D}{100 \cdot (s - c)}} \right] \\ p_{dE} \leftarrow \frac{2.08 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y \cdot B_1} \cdot \frac{D}{L} \cdot \left[\frac{100 \cdot (s - c)}{D} \right]^{2.5} \\ p_d \leftarrow \frac{p_{dp}}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_{dp}}{p_{dE}} \right)^2}} \end{cases} \quad [1]$$

$$p_d = 0.063 \quad \text{МПа}$$

Вес аппарата:

$$A_k := 1.24 \cdot D \quad - \text{площадь эллиптической крышки и днища}$$

$$A1 := \pi \cdot D \cdot L \quad - \text{площадь корпуса}$$

$$G := \begin{cases} A_k \leftarrow 1.24 \cdot D \\ A1 \leftarrow \pi \cdot D \cdot L \\ m_k \leftarrow \rho \cdot (2 \cdot A_k \cdot s + A1 \cdot s) \cdot 10^{-9} \\ G \leftarrow 9.8 \cdot m_k \end{cases} \quad [1]$$

$$G = 3.288 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Проверка применимости формул:

$$\text{Prov} := \begin{cases} \text{"Формулы применимы"} & \text{if } \begin{cases} A_k \geq (s - c) \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} \\ 60 \cdot \text{deg} \leq \delta_1 \leq 180 \cdot \text{deg} \\ \frac{s - c}{D} \leq 0.5 \\ s_2 \geq s \end{cases} \\ \text{"Формулы НЕ применимы"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Prov} = \text{"Формулы применимы"}$$

Нагрузки на корпус аппарата:

$$q := \frac{G}{L + \frac{4 \cdot H}{3}} \quad q = 0.881 \quad \frac{\text{Н}}{\text{мм}} \quad [1]$$

$$M_0 := q \cdot \frac{D^2}{16} \quad M_0 = 3.522 \times 10^4 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

Опорное усилие:

$$F_1 := \frac{G}{2}$$

$$F_1 = 1.644 \times 10^3 \quad \text{Н} \quad [1]$$

Момент над опорой:

$$M_1 := \frac{q \cdot e^2}{2} - M_0$$

$$M_1 = 1.36 \times 10^6 \quad \text{Н·мм}$$

Максимальный момент между опорами:

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left(\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot H \right)^2 \quad [1]$$

$$M_{12} = -1.22 \times 10^6 \quad \text{Н·мм}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой:

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot H} \cdot F_1 \quad Q_1 = 149.705 \quad \text{Н}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

Допускаемый изгибающий момент:

$$M_d := \begin{cases} M_p \leftarrow \frac{\pi \cdot D \cdot (D + s - c)(s - c) \cdot \sigma_d}{4} \\ M_E \leftarrow \frac{8.9 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y} \cdot D^3 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s - c)}{D} \right]^{2.5} \\ M_d \leftarrow \frac{M_p}{\sqrt{1 + \left(\frac{M_p}{M_E} \right)^2}} \end{cases}$$

$$M_d = 3.147 \times 10^8 \quad \text{Н}\cdot\text{мм}$$

Дополнительные вычисления:

K9 - коэффициент, учитывающий частичное заполнение жидкостью

[1]

$$\bar{x} := \frac{L}{D} \quad y := \frac{D}{(s - c)}$$

$$W1 := -0.20924 \cdot (x - 1) + 0.028702 \cdot x \cdot (x - 1) + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1)$$

$$W2 := -[0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) + 0.29936 \cdot 10^{-2} \cdot (x - 1) \cdot x^2 + 0.85692 \cdot 10^{-6} \cdot (x - 1) \cdot y^2]$$

$$W3 := 0.88174 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 \cdot (x - 1) \cdot y - 0.75955 \cdot 10^{-8} \cdot y^2 \cdot (x - 1) \cdot x$$

$$W4 := 0.82748 \cdot 10^{-4} \cdot (x - 1) \cdot x^3 + 0.48168 \cdot 10^{-9} \cdot (x - 1) \cdot y^3$$

$$K_9 := \max(1.6 + W1 + W2 + W3 + W4, 1)$$

$$K_9 = 1.38$$

Проверка условия прочности:

+

$$\text{Проверка1} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется."} & \text{if } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \leq \sigma_d \cdot \phi \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется. Увеличить толщину стенки"} & \text{otherwise} \\ \text{"Проверка не выполняется"} & \text{if } z = 2 \end{cases}$$

Проверка1 = "Условие прочности выполняется."

Примем: $\underline{s} := 10$ мм

$$\text{Проверка1} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется."} & \text{if } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \leq \sigma_d \cdot \phi \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется. Увеличить толщину стенки"} & \text{otherwise} \\ \text{"Проверка не выполняется"} & \text{if } z = 2 \end{cases}$$

Проверка1 = "Условие прочности выполняется."

[1]

Проверка условия устойчивости:

$$p_v := \begin{cases} 0 & \text{if } z = 1 \\ p & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Проверка2} := \begin{cases} \text{"Условие устойчивости выполняется."} & \text{if } \frac{p_v}{p_d} + \frac{M_{12}}{M_d} \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости НЕ выполняется."} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Проверка2 = "Условие устойчивости выполняется."

Проверка несущей способности обечайки, неукрепленной кольцами жесткости в области опорного узла

Параметр, определяемый расстоянием до днища:

$$\gamma_w := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s - c)}{D}} \quad \gamma = 0.574 \quad [1]$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры:

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s - c)}} \quad \beta_1 = 1.93$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба, действующие в области опорного узла.

$$\sigma_{mx} := \frac{4 \cdot M_1}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \quad \sigma_{mx} = 0.301 \quad \text{МПа} \quad [1]$$

Таким образом, подбираем седловую опору типа 3 для сосудов и аппаратов диаметром от 800 до 2200 мм, 3-го исполнения согласно ОСТ 26-2091-93

[1]

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблемы эффективного ресурсопотребления всегда являлись достаточно актуальными.

Потребляются различные виды ресурсов как возобновляемых, так и не возобновляемых (исчезающих). В то же время любые виды первичных или природных ресурсов не бесконечны. В процессе их использования (в технологической или социально-бытовой сферах) они существенно трансформируются.

Такие виды ресурсов, как земля, вода, воздух, хотя и существенно ухудшают свои свойства в процессе использования, но возвращаются в процесс кругооборота, что позволяет их отнести к разряду возобновляемых. Иная ситуация наблюдается в отношении топлива и материалов, которые в процессе потребления полностью исключаются из кругооборота, что позволяет отнести их к не возобновляемым ресурсам, т.е. исчезающей категории.

В целях контроля хода реализации программы и мониторинга эффективного ресурсопотребления и обеспечения ее качественного выполнения предусматривается создание на предприятиях служб ресурсоменеджмента.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется коммерческой ценностью разработки, что является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

В настоящее время нефть широко применяются в процессах нефтепереработки и нефтехимии. Из нефти получают тысячи продуктов. Основными группами являются жидкое топливо, газообразное топливо, твердое топливо (нефтяной кокс), смазочные и специальные масла, парафины и церезины, битумы, ароматические соединения, сажа, ацетилен, этилен, нефтяные кислоты и их соли, высшие спирты. Детальное изучение процесса подготовки нефти позволяет более точно осуществлять процесс

нефтепереработки и, тем самым, прогнозировать эффект от проведения процесса и оптимизировать его. Оптимизация позволяет повысить эффективность работы установок на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), снизить ресурсопотребление и увеличить глубину переработки сырья.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий и оборудования, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование [32]. На рисунке 1 представлена карта сегментирования рынка по разработке основного оборудования для переработки нефти.

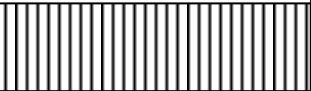
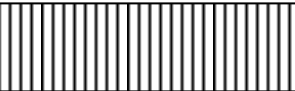
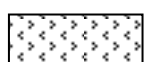
Размер компании	Вид продукции		
	оборудование для промысловой подготовки нефти	оборудование для НПЗ	оборудование для нефтехимии
Крупные			
Средние			
Мелкие			

Рисунок 1 — Карта сегментирования рынка услуг по разработке КМС:



– ЗАО «ПРОМТЕХМАШ», г. Липецк



– ООО «ИЖЕВСКХИММАШ», г. Ижевск



– АО «УРАЛХИММАШ», г.Екатеринбург

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Чтобы оценить эффективность научной разработки и определить направление ее дальнейшего развития, необходимо определить её положение на рынке конкурентных технических решений.

В таблице 1 представлен сравнительный анализ оборудования (Бф) в рамках выполнения ВКР и двух конкурентных работ (к1) и (к2) [32], [33].

Таблица 1 — Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,05	4	5	1	0,20	0,25	0,05
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
Надежность	0,05	4	4	1	0,2	0,2	0,05
Безопасность	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
Энергоэкономичность	0,05	4	5	1	0,20	0,25	0,05

Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,3	4	5	1	1,2	1,5	0,3
Уровень проникновения на рынок	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	1	0,25	0,25	0,05
Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	2	0,25	0,2	0,1
Финансирование научной разработки	0,04	3	4	1	0,12	0,16	0,04
Срок выхода на рынок	0,2	4	4	1	0,8	0,8	0,2
Итого	1	46	48	19	4,07	4,36	1,39

В работе [2] авторами рассмотрено оборудование по подготовке нефти. Данное оборудование выполнено в 2014 году и выгодно отличается производительностью, энергоэффективностью, меньшими габаритными размерами и простотой в обслуживании.

Конкурентное оборудование выполнено в 1996 году [33].

Недостатком этого оборудования является то, что оно более энергозатратное, более затратное по обслуживанию и монтажу, с меньшим сроком эксплуатации и меньшей эффективной производительностью.

Анализ альтернативных работ показал, что разработанное в рамках ВКР оборудование обладает приемлемым уровнем конкурентоспособности.

7.3 Диаграмма Исикавы

С целью установления причинно-следственных связей, возникающих в ходе разработки основного оборудования установки подготовки нефти, сформирована диаграмма Исикавы, которая представлена на рисунке 2.

Основными факторами, влияющими на объект исследования, являются методы, оборудование и исполнитель.

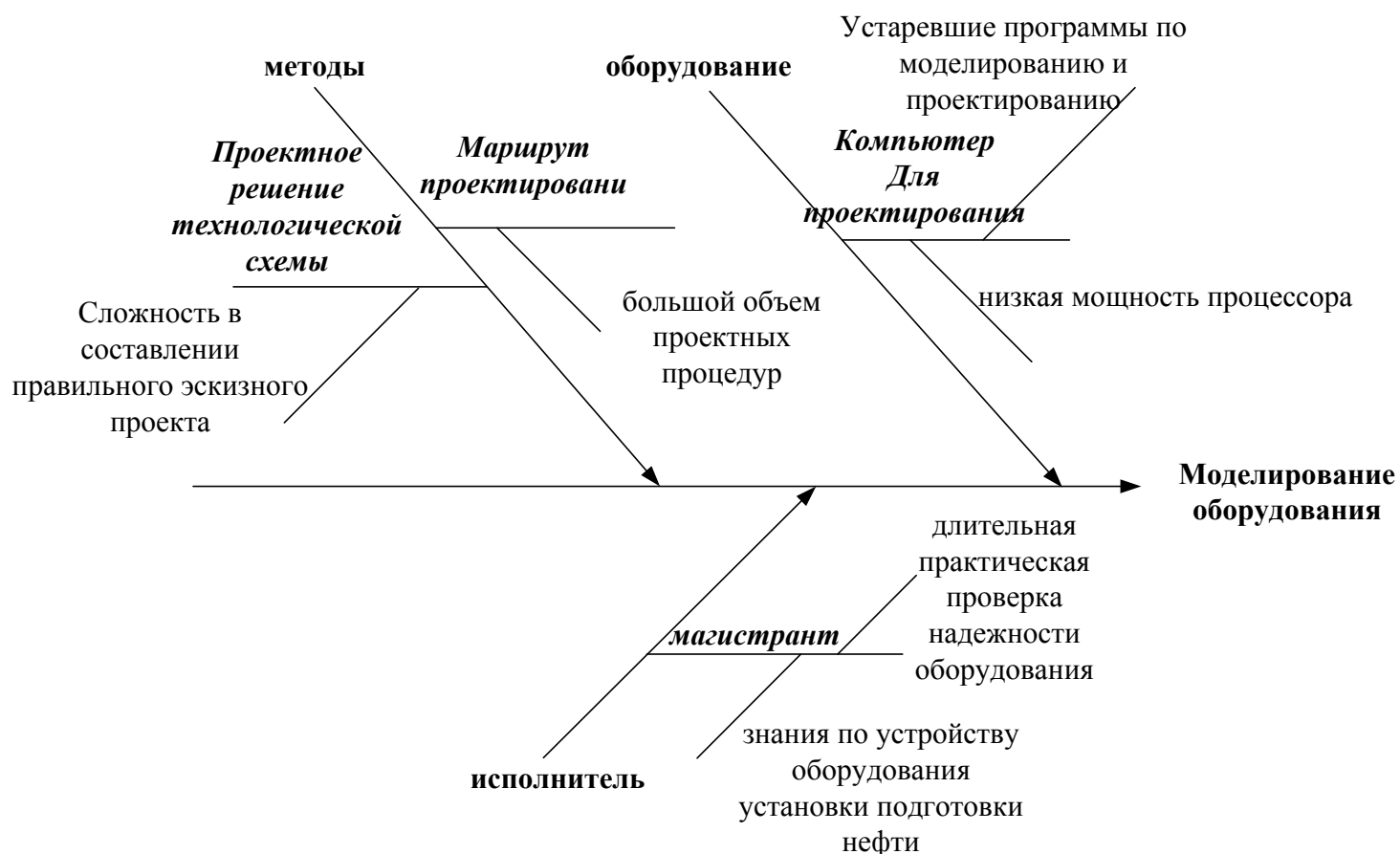


Рисунок 2 — Причинно-следственная диаграмма

Анализируя факторы, влияющие на реализацию поставленной задачи, можно принять следующие меры по оптимизации выполнения работы. Для фактора «оборудование» возможно рассмотреть вариант использования более мощного процессорного блока. Для фактора «методы» вариантом решения проблемы является накопление собственных разработок по проектированию оборудования. Для фактора «магистрант» предлагается выполнять поэтапную и структурированную проверку на предмет надежности оборудования.

7.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Логическим завершением разработки объекта проектирования модели является практическое применение на действующем промышленном объекте. Для осуществления реализации разработки необходимо представить её в виде коммерческого проекта.

Таблица 2 — Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынке	5	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	3
6	Проведена оценка стоимости	4	3

	интеллектуальной собственности		
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма)реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	1
15	Прорабатывается механизм	4	3

	реализации научного проекта		
	ИТОГО БАЛЛОВ	48	40

Согласно данным таблицы 2 суммарное количество баллов по категории степень проработанности научного проекта составляет 48, что указывает на готовность проекта к коммерциализации с перспективой выше среднего (45-59 баллов). В свою очередь уровень имеющихся знаний у разработчика находится в диапазоне 44-30, что говорит о перспективе ниже среднего уровня.

Таким образом, реализация данного проекта вероятна и требует партнерского участия и инвестирования со стороны научно-исследовательских объединений, промышленных организаций. Развить компетенцию разработчика в сфере коммерциализации проекта (в данном случае магистранта) возможно путем более полного и подробного ознакомления с предыдущими и действующими проектами.

7.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для обеспечения коммерческой отдачи от реализации проекта возможно применение таких методов коммерциализации научных разработок, как торговля патентными лицензиями, передача ноу-хау, инжиниринг, франчайзинг, организация собственного предприятия и т.д. Для коммерциализации данного оборудования актуален метод инжиниринга по следующим причинам. Во-первых, разработанное оборудование имеет значимое практическое применение, способствует оптимизации, энерго- и ресурсосбережению и, в конечном счете, снижению затрат на производство. Во-вторых, существует практика сотрудничества производственных организаций с научными объединениями с целью решения промышленных задач путем глубоко научного изучения и поиска обоснованных вариантов решения.

Таким образом, инжиниринг, в данном случае, реализуется путем заключения договора на осуществление изучения и оптимизации промышленного процесса. Стороной консультантом выступает научно-исследовательская группа научной организации (университет, кафедра). Заказчик представлен в лице производственной организации (завод, фабрика).

7.6 Инициация проекта

Для определения нового проекта необходимо составление Устава проекта. В рамках магистерской работы предполагается наличие таких критериев, как цели и результаты проекта, организационная структура проекта, ограничения и допущения проекта (таблица 3-6).

Таблица 3 — Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон
Научное объединение кафедры (студенты, преподаватели)	1) Освоение принципиально новой (для научной группы) области исследования и моделирования 2) Коммерческое продвижение проекта 3) Развитие и укрепление связей с отраслью промышленности (производственные компании, заводы) в области совместных научных разработок.
Представители промышленности (компании, заводы)	1) Получение проекта, способствующего оптимизации, энерго-и ресурсосбережению действующего производства. 2) Развитие и укрепление связей с научным объединением (университет, кафедра) в области совместных научных разработок.
Университет, к которому относится научное объединение	Продвижение статуса учебного заведения, повышение научного престижа
Научные объединения сторонние (конкурирующие)	Опасения в связи с появлением конкурентоспособного проекта

Таблица 4 — Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Разработка основного оборудования установки подготовки нефти
Ожидаемые результаты	Получение нового оборудования с целью повышения его энергоэффективности и производительности

проекта:	
Критерии приемки результата проекта:	1) Адекватность относительно действующего промышленного процесса 2) Расчеты обеспечивают получение надежного оборудования 3) Универсальность 4) Точность конструирования
Требование к результату проекта:	Максимальное соответствие критериям приемки результата проекта

Таблица 5 — Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функция	Трудозатраты, час.(за 2 года)
1	Балмашнов М.А., к.т.н., доцент кафедры ОХХТ	Руководитель проекта	Координирование проекта, консультирование	510
2	Мышкина А.Н, магистрант каф. ОХХТ	Исполнитель по проекту	Расчет оборудования в программе MathCad, обработка	3870

			данных, конструирование и проектирование оборудования в программе AutoCAD	
--	--	--	--	--

Таблица 6 — Ограничения проекта

Фактор	Ограничения /допущения
Расчетные возможности	Выполнение расчетов ограничено компьютерными мощностями кафедры
Сроки завершения проекта	Июль 2017 года
Бюджет проекта	Материальная база научной группы (кафедры)

7.7 Планирование управления научно-техническим проектом

7.7.1 Бюджет научного исследования

Выполнение научных исследований влечет за собой ряд материальных затрат для обеспечения эффективной и комфортной работы.

Таблица 7 — Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
Тетрадь	1 шт	20	20
Ручка	4 шт	20	80
Карандаш	2 шт	13	26
Картридж для принтера	1 шт	550	550
Бумага	1 шт	250	250
Всего за материалы			926
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			53
Итого по статье			979

Таблица 8 — Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПО Microsoft office	1	1,557	1,557
2	Mathcad Application	1	30,000	30,000
3	AutoCAD	1	32,900	32,900

Таблица 9 — Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнитель по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.- дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс.руб.
1	Руководитель	30	1,19	35,7
2	Магистрант	160	0,36	57,6

Статья расчета заработной платы включает в себя основную заработную плату работников и дополнительную.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

где $Z_{осн}$ — основная заработная плата;

$Z_{доп}$ — дополнительная заработная плата.

В свою очередь основная заработная плата определяется как:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (2)$$

где $Z_{осн}$ — основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ — продолжительность работ, выполняемых научно

— техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ — среднедневная заработная плата работника, руб.

Средняя заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3)$$

где Z_m — месячный должностной оклад работника, руб;

M — количество месяцев работы без отпуска в течении года;

при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5 – дн.неделя;
 при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6 – дн. неделя;
 F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно
 – технического персонала, раб.дн. (таблица 10).

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, (4)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб;

$k_{пр}$ – приемлимый коэффициент;

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент.

Таблица 10 — Баланс рабочего времени за два года

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	730	730
Количество нерабочих дней		
-выходные дни	208	208
- праздничные дни	28	28
Потери рабочего времени		
-отпуск	48	48
-невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	424	424

Таблица 11 — Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$З_б$, руб.	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$T_{раб}$, раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
-------------	-----------------	-------	-----------------	--------------------	------------------------	---------------------

Руководитель	36 800	1,3	47 840	1 173	212	248 676
Магистрант	11 000	1,3	14 343	352	212	74 624

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, (5)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 12 — Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	248 676	74 624
Дополнительная зарплата	37 301	11 193
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	282 977	85 817

Отчисления на социальные нужды во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), (6)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчисления на уплату во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%. Стипендиальный выплаты студентам, магистрам и аспирантам не облагаются налогом.

Отчисления на социальные нужды составляют 76 687 руб.

Научные и производственные командировки ($C_{\text{ком}}$) составляют 10% $C_{\text{зп}}$ исполнителей проекта и равны 52 428 руб.

Общие затраты за два года реализации проекта с учетом всех вышеупомянутых пунктов составили 787 223 руб.

7.7.2 Организационная структура проекта

Исходя из рекомендаций [32] выбран проектный вариант организационной структуры проекта.



Рисунок 3 — Проектная структура проекта

7.8 Матрица ответственности

С целью распределения ответственности между участниками проекта сформирована матрица ответственности (таблица 13).

Таблица 13 — Матрица ответственности

Этапы проекта	Руководитель проекта	Магистрант
Формирование актуальной проблемы	Б	М
Выбор методики решения	М	Б
Литературный обзор	М	Б
Проведение расчетов	М	Б
Анализ полученных данных	М	Б
Структурирование и оформление	М	Б

результатов		
-------------	--	--

7.9 План проекта

С целью иллюстрации графика выполнения работы строится календарный план для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе временных показателей проведения научного исследования с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. Календарный план-график приведен в Приложении А.

7.10 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

7.10.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} , \quad (7)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φp_i – стоимость i -го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля), в том числе и для аналогов 1 и 2.

Таблица 14 — Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследов-я	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя		0,25	5	5	3
2. Удобство в эксплуатации		0,20	5	4	3
3. Энергосбережение		0,20	5	5	4
4. Надежность		0,20	5	5	3
6. Материалоемкость		0,15	5	5	5
ИТОГО		1			

$$I_{p.-\text{тек.пр.}} = 0,25 * 5 + 0,20 * 5 + 0,20 * 5 + 0,20 * 5 + 0,15 * 5 = 5,0$$

$$I_{p.-\text{аналог 1}} = 0,25 * 5 + 0,20 * 4 + 0,20 * 5 + 0,20 * 5 + 0,15 * 5 = 4,8$$

$$I_{p.-\text{аналог 2}} = 0,25 * 3 + 0,20 * 3 + 0,20 * 4 + 0,20 * 3 + 0,15 * 5 = 3,5$$

В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Сравнение значений интегральных показателей ресурсоэффективности позволило понять, что более эффективным вариантом решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1 или 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Обозначения: Руководитель –  ; Магистрант – 

№ раб от	Вид работ	Исполнит ели	T _{кi} , ка л. Д н.	Продолжительность выполнения работ																												
				сент.			окт.			ноя.			дек.			январ.			февр.			март			апрель			май			июн ь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3		
1	Составлен ие и утвержден ие техническ ого	Руководи тель	3	III																												

[illegible]

[illegible]

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данной дипломной работе производился расчет теплообменного аппарата для подогрева нефтяной эмульсии и газового сепаратора для дополнительной очистки от капельной жидкости нефтяного газа.

Краткая характеристика рабочего места

Оборудование УПН обеспечивает подготовку нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 и откачку её на пункт налива, с последующим вывозом товарной нефти автоцистернами. Выделенный в процессе подготовки нефти попутный газ используется в качестве топлива для технологических нужд, в котельной и для выработки электроэнергии на газопоршневых электростанциях (ГПЭС), входящих в состав энергоблока. Пластовая вода, выделенная в процессе подготовки, проходит очистку вместе со сточными водами до качества в соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88 и откачивается в систему ППД на куст № 2.

Данные аппараты рассчитаны на установку в закрытом отапливаемом помещении. Температура в теплообменнике до 250 °С. Теплообменник покрыт теплоизоляцией. Рабочее давление в аппарате 1.6 МПа. Температура в сепараторе до 150 °С. Рабочее давление в аппарате 1.6

8.1 Техногенная безопасность

Анализ факторов рабочей среды на предмет вредных проявлений.

8.1.1 Нормативное освещение на рабочем месте должно обеспечить психологический комфорт, предотвратить зрительную и общую утомляемость, а также профессиональные заболевания глаз. Слабое освещение снижает зрительное восприятие, приводит к близорукости, вызывает головную боль, влияет на центральную нервную систему, уменьшает производительность труда, служит источником несчастных случаев.

Чтобы сохранить работоспособность в течении рабочего времени необходимо рациональное освещение помещений и рабочих мест. Такое

освещение можно обеспечить искусственным, естественным или совмещённым освещением. Освещённость – это основной параметр освещения, измеряется в люксах. в зданиях и рабочих помещениях освещённость нормируется в соответствии с СП 52.13330.2011 и зависит от категории зрительных работ, назначения помещения и условий выполняемой работы [22].

По нормам различают восемь разрядов зрительной работы. Наименьший или эквивалентный размер объектов различения – это основа первых семи разрядов.

Для зрения более благоприятным является естественное освещение. Оно наиболее экономично и осуществляется через окна в наружных стенах, световыми фонарями в кровле или комбинированным освещением.

Искусственное освещение осуществляют лампами накаливания и газоразрядными лампами. Для общего освещения рабочих мест применяют люминесцентные лампы.

В производственных помещениях для данной установки имеется аварийное освещение на случай, если внезапно прекратится функционирование рабочего освещения. Аварийное освещение по назначению подразделяется на два вида: для временного продолжения работ и для эвакуации людей из помещения.

Для эвакуации людей аварийное освещение должно обеспечивать освещённость на полу по линии основных проходов не менее 0,5 лк.

Для временного продолжения работы аварийное освещение необходимо чтобы наступившая темнота, не повлекла за собой ошибочные действия обслуживающего персонала, которые вызовут нарушение технологического процесса, несчастные случаи, возможность взрывов и пожаров. Аварийное освещение должно создавать на рабочих поверхностях освещённость не менее чем 5 % от рабочего.

8.1.2 Шум и вибрация — это механические колебания, распространяющиеся в газообразной и твердой средах. Шум и вибрация

различаются между собой частотой колебаний. Последствия их воздействия могут проявляться в форме нарушения слуха, различных заболеваний нервной системы, повышения давления, изменения ритма сердечных сокращений.

В проектируемой установке источниками вибрации и шума являются:

- центробежный и вакуумный насосы;
- трубопроводы и паропроводы.

Допустимый уровень звукового давления нормируют в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [22]. Уровень звука по данному стандарту на рабочем месте и на территориях предприятия не должен превышать 80 дБ А. Работаящим в зонах где уровень звука превышает данную норму, администрация обязана предоставить средства индивидуальной защиты и обозначить зону знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015 [28].

Для обеспечения безопасности при воздействии шума работодатель должен принять следующие меры [22]:

- периодически проводить контроль шума на рабочих местах;
- проектировать рабочие места с учетом допустимых уровней шума;
- использовать малозумную технику;
- размещать шумные машины, так чтобы минимизировать воздействие шума;
- обеспечить рабочих в качестве дополнительной меры безопасности средствами индивидуальной защиты;
- проводить профилактические мероприятия, ослабляющие неблагоприятное воздействие шума.

В проектируемой установке для защиты от негативного действия вибрации следует предпринять:

- жесткую установку насосов на фундамент;
- жестко закрепить трубопроводы и паропроводы;
- автоматизировать основное и вспомогательное оборудование, для управления им со щита.

Средства индивидуальной защиты от воздействия вибрации и шума:

- для персонала, находящегося в зоне высокого шума, рекомендовано применение защитных наушников;
- для персонала, находящегося в зоне вибрации, рекомендовано применение виброизолирующих подметок, стелек и специальной виброизолирующей обуви. Защита рук от вибрации осуществляется посредством виброизолирующих прокладок и вкладышей, специальных перчаток и рукавиц.

Анализ факторов рабочей зоны на предмет опасных проявлений

8.1.3 Технологические процессы добычи, хранения, подготовки и сдачи нефти на объекте по характеру свойств веществ, обрабатываемых на производстве, относятся к взрывопожароопасным.

Основные опасности производства обусловлены:

- наличием легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров, токсичностью продуктов и их паров;
- наличием в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей, способных вызвать ожог;
- возможной разгерметизацией трубопроводов или оборудования, что может вызвать отравление парами углеводородов, а также привести к взрыву и пожару;
- наличием электрооборудования, что может вызвать поражение электрическим током и возможность возникновения пожара в случае повреждении изоляции;
- наличием нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов, что может вызвать ожоги;
- несоблюдением правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов, что может стать причиной пожара;

- возможностью попадания жидких нефтепродуктов на кожные покровы при несоблюдении правил обращения с ними, что может привести к отравлениям и дерматологическим заболеваниям;
- возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы (оборудования).

Факторы рабочей зоны на предмет их опасных проявлений представлены в таблице 1 – Характеристика опасных факторов

Таблица 1 –Характеристика опасных факторов

№ п/ п	Наименован ие вещества	Источники возникновения	Свойства вещества	Воздействие на организм	Допустимы е нормы	Средства защиты
1	2	3	4	5	6	7
1	Опасность поражения электрически м током	поражать органы дыхания, пищеварения, систему кровообращения и нервную систему, а также вызывать воспалительные и аллергические заболевания кожи.	направленное движение электрически заряженных частиц под воздействием электрического поля. Такими частицами могут являться: в проводниках – электроны, в	судорожное сокращение мышц без потери сознания; судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимися дыханием и работой сердца; потеря сознания и	1 мА	недоступностью токоведущих частей; надлежащей, а в отдельных случаях повышенной (двойной) изоляцией; заземлением или занулением корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, могущих оказаться

			электролитах – ионы (катионы и анионы), в полупроводниках – электроны и, так называемые, "дырки" ("электронно-дырочная проводимость").	нарушение сердечной деятельности или дыхания (или того и другого); состояние клинической смерти.		под напряжением; надежным и быстродействующим автоматическим защитным отключением;
2	Опасность термических ожогов	Возникают в результате воздействия высоких температур	характерное повреждение тканей человеческого организма.	Покраснение кожи, возникновение пузырей, повреждение слое эпидермиса	1-я степень повреждения	Противоожоговые средства, мази, повязки
3	Опасность взрыва и пожара	взрывы резервуаров с горючими	открытое пламя, искра, электрические	Потеря видимости вследствие задымления,	0.000001 ОФП	<u>Электропроводку</u> в о избежание возникновения <u>кор</u>

		веществами и дуги, нагретые поверхности и др. аварийно химически опасными веществами, обрушение элементов строительных конструкций, замыкание электрических сетей.	пониженная концентрация кислорода		<u>откого замыкания</u>, способного привести к пожару, <u>изолируют</u>. Изолируют от влаги <u>розетки</u>, расположенные в санузлах и на внешних стенах. Устанавливают <u>УЗ</u> <u>О</u> и автоматические <u>пре дохранители</u>. Теплоизолируют газовые и электрические
--	--	--	--	--	--

						плиты от <u>деревянной</u> мебели. Для тушения <u>окурков</u> используют пепельницы, а <u>свечи</u> зажигают в подсвечниках.
--	--	--	--	--	--	--

8.2 Региональная безопасность

В период эксплуатации объектов обустройства УПН Хвойного нефтяного месторождения на окружающую среду будут воздействовать 15 организованных источников и 5 неорганизованных источников.

При проведении расчётов, принято сочетание работы источников выбросов ЗВ, реально имеющее место при нормальных условиях эксплуатации, при котором достигается максимальное значение приземных концентраций.

В таблице 2 приведены результаты расчёта рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы выполнены для всех загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах источников загрязнения атмосферы (ИЗА), размещенных на УПН и энергоблоке, с учётом их максимальной нагрузки.

Всего на необходимость расчёта рассеивания было проанализировано 13 веществ: метан, гексан, углеводороды C12-C19; диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, сажа, формальдегид, бенз(а)пирен, метанол (спирт метиловый), СНПХ 6301 (спирт изопропиловый), сероводород, и 2 группы суммации.

Выполненные расчёты показывают, что при фактических объёмах технологических выбросов в процессе эксплуатации объектов обустройства площадки УПН Хвойного НМ, превышений максимально-разовых ПДК в приземном слое атмосферы на границе нормативной СЗЗ для всех расчётных загрязняющих веществ не отмечается (максимально возможная концентрация – 0,67740 долей ПДК отмечена для группы суммации 25 (диоксид азота - оксид углерода - гексан - формальдегид)). Для остальных загрязняющих веществ, максимально разовые ПДК на границе СЗЗ находятся в пределах от 0,02018 до 0,61933 долей ПДК. Согласно проведенным расчётам, основной вклад (95,2%) в загрязнение атмосферного воздуха по группе суммации 25 на границе СЗЗ вносят: подогреватель нефти (до 3,1%), технологическая емкость ЕА-1 (до 2,3%), дренажная емкость ЕП-3 (до 4,2%), котельная (до 12,1%), газопоршневые электростанции (до 71,1%), пункт налива УПН (до 2,4%).

Результаты расчётов, проведенных в контрольной расчётной точке на территории вахтового поселка, свидетельствуют об отсутствии превышений допустимых концентраций для всех загрязняющих веществ (максимально возможная концентрация – 0,92985 долей ПДК для группы суммации).[8]

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения

Неполадки и аварийные состояния производства могут возникнуть при:

- отступлении от норм технологического регламента;
- ошибочных действиях персонала;
- нарушениях инструкций безопасного производства работ;
- несвоевременной ревизии и ремонте трубопроводов;
- неисправности средств автоматизации;
- отключении электроэнергии;
- опасных метеорологических условиях и др.

В таблице 3 изложены возможные причины, которые могут привести к возникновению аварийных ситуаций на сооружениях промысла, причины их возникновения и способы устранения.

Действия персонала по устранению аварийного состояния, связанные с заменой или устранением пропусков, должны выполняться после снятия давления, продувки и иных мероприятий обеспечивающих безопасность работ.

Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объекта обеспечивается рядом противопожарных мероприятий, предусмотренных в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима в Российской Федерации, ВНТП 3-85, ПБ 08-624-03 и других нормативных документов.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. [8]

Размещение оборудования противопожарного водоснабжения и пожаротушения на площадке УПН выполнено согласно требованиям Федерального закона № 384-ФЗ от 30.12.2009, Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008, ППБ 01-03, с учетом ГОСТ 12.3.047-98, ГОСТ 31385-2008.

Расстановка противопожарных резервуаров $V=700 \text{ м}^3$ (2 шт.), водозаборного колодца на водопроводной сети, блок-бокса пожаринвентаря и

мотопомп, первичных средств пожаротушения обеспечивает пожаротушение любого обслуживаемого здания, сооружения, строения УПН и Энергоблока.

На объекте предусмотрено применение оборудования пенного и порошкового пожаротушения, а также первичных средств пожаротушения.[8]

Противопожарное водоснабжение

Противопожарное водоснабжение УПН включает в себя два РВС $V=700$ м³ с тупиковым водопроводом ($d=219 \times 6$ мм, $L=43$ м) и водозаборным колодцем.

Запроектированные резервуары противопожарного запаса воды $V=700$ м³ удовлетворяют потребность в запасе воды. Радиус обслуживания резервуарами – 150 м. Для увеличения радиуса обслуживания резервуарами предусмотрен тупиковый трубопровод длиной 43 м и диаметром 219 мм для заполнения водозаборного колодца. Контроль не снижаемого противопожарного уровня запаса воды осуществляется датчиками уровня. При снижении уровня воды в резервуарах до нижнего на артезианских скважинах, расположенных на площадке водозабора, запускаются погружные электронасосные агрегаты ЭЦВ6-6,3-85.[8]

Пенное пожаротушение

Для пожаротушения резервуаров РВС $V=400$ м³ предусматривается установка пеногенераторов ГПСС-600, подключаемых по сухотрубной системе пожарными рукавами к передвижным средствам пожаротушения.

Пожаротушение осуществляется передвижной пожарной техникой. Для этих целей предусмотрены мотопомпы типа «Гейзер-1600» $Q=20$ л/сек, $H=190$ м. Мотопомпы укомплектованы установками комбинированного тушения пожара УКТП «Пурга-10.10.20» (производительностью 20 л/сек, дальность подачи струи – 35 м).

Установка пенного пожаротушения предусматривает:

- стационарную установку пеногенераторов ГПСС-600;
- сухотрубную сеть из стальных труб, выведенную за пределы обвалования;

- соединительные головки ГМ-80, которые расположены за обвалованием и заглушены съемными головками – заглушками ГЗ-80 для подключения передвижной пожарной техники.

Пожаротушение РВС $V=400 \text{ м}^3$ предусмотрено по следующей схеме:

- для подачи воды на охлаждение – мотопомпа №1 подключается к головкам у противопожарных резервуаров, вода подается по рукавным линиям к ручным пожарным стволам;
- для подачи раствора пенообразователя к ГПСС-600 – мотопомпа №2 подключается к головкам у противопожарных резервуаров, емкость с пенообразователем через смеситель подсоединяется к напорному патрубку мотопомпы, пожарный рукав $d=80$ подсоединяется к мотопомпе и к соединительным головкам сухотрубной системы.

Для пожаротушения РВС-400 устанавливаем 2 пеногенератора ГПСС-600.

Для получения воздушно-механической пены используется 6%-ный водный раствор фторпротеиновый пленкообразующего пенообразователя типа FFFP «Нижегородский». [8]

8.4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасной работы на всех сооружениях предусматривается систематический контроль воздуха газоанализаторами как стационарного (ГСМ05) так и переносного типа (СГГ-20). Проектом автоматизации предусматривается автоматическая блокировка оборудования при достижении концентрации взрывоопасных паров в воздухе 20% НКПР. При достижении концентрации паров 10% НКПР включается предупреждающая сигнализация, и автоматически включаются вентиляторы.

В целях достижения безопасности работающих требуется также соблюдать следующие правила:

- ведение технологического процесса должно осуществляться в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;

- к работе допускать персонал, имеющий специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил и квалификацию;
- перед началом смены производить осмотр рабочего места, проверять состояние техпроцесса, исправность оборудования, КИП, систем сигнализации и блокировки, наличие и исправность противопожарного оборудования и инвентаря;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти и газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- работать только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;
- ознакомить персонал с их действиями при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях, которые регламентируются соответствующими инструкциями;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статического электричества;
- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- не допускать разлива нефти и химреагентов;
- с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены в следующие цвета:

трубопроводы газа – желтый,

трубопроводы нефти (горючие жидкости) – коричневый;

При порывах трубопроводов нефть собирается в емкости и вывозится. При небольших разливах нефти поверхность засыпается песком, песок собирается и вывозится в шламонакопитель. [8]

Основным требованием безопасности производства является герметичность процесса. Герметичная система трубопроводов и оборудования исключает попадание воздуха (окислителя) в технологический процесс. Герметичность достигается постоянным наблюдением за состоянием

фланцевых соединений, арматуры, приборов КИП, которые контролируют падение давления в трубопроводах.

Плановое и аварийное освобождение трубопроводов и оборудования от продукта осуществляется через дренажные устройства в дренажную емкость. Перед проведением ремонтных работ оборудование и трубопроводы должны быть освобождены и пропарены. Пропарка должна осуществляться паровой передвижной установкой. Слив разогретых паром отложений из трубопроводов также дренируется в дренажную емкость. Газ из факельной системы вытесняется в факельные стволы азотом или паром. С этой целью предусмотрен штуцер в начале факельного коллектора.[8]

8.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Газоопасность, взрыво- и пожароопасность, опасность термических и химических ожогов, токсичность в производстве определяется в нем наличием токсичных веществ, содержащихся в нефтепродуктах. [8]

Для работников, занятых на работах с вредными или опасными условиями труда, законодатель установил сокращенную продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ, п. 1 Постановления Правительства РФ от 20.11.2008 N 870 (далее - Постановление N 870)). При этом максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать (ст. 94 ТК РФ):

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение смены при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени и гигиенических нормативов условий труда.

Также сотрудникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, положено предоставлять ежегодный дополнительный

оплачиваемый отпуск продолжительностью не менее 7 календарных дней (ст. 117 ТК РФ, п. 1 Постановления N 870).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы были проведены технологический расчет теплообменного аппарата типа труба в трубе, целью которого явилось определение поверхности теплообмена, а также подбор штуцеров. Конструктивно-механический расчет, где мы рассчитали на прочность цилиндрическую обечайку, был произведен расчет укрепления отверстий, выяснили, что укрепление отверстий не требуется. Была проведена проверка фланцевых соединений на прочность и герметичность и подобраны опоры.

Выбрана и рассчитана изоляция теплообменника. Произведен гидравлический расчет данного теплообменника.

Также был проведен расчет газового сепаратора, выяснив, что сепаратор сохраняет механическую прочность и обеспечивает бесперебойное течение процесса.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях и правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены методы коммерциализации проекта и его инициации, а так же определили ресурсную, финансовую, бюджетную, социальную и экономическую эффективность исследования и дали оценку сравнительной эффективности исследования.

В приложении 1 раздел «социальная ответственность» переведен на английский язык.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лашинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры: Справочник. – 2-е изд. –Л.: Машиностроение, 1970. –752 с.
2. Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учебное пособие для вузов под ред. чл.-корр. АН СССР П. Г. Романкова. 10-е изд., перераб. и доп. - Л.: Химия, 1987. 576 с.
3. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Постановление Госгортех-надзора РФ. – М.: 2003 г. – 128 с..
4. Ткачёв О.А., Тугунов П.И. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении. — М.:Недра, 1988 — 118с.
5. ГОСТ Р 52857.2-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. – М.: Изд-во стандартов, 2007.
6. ГОСТ 26296-84 Лапы опорные подвесных вертикальных сосудов и аппаратов. -М.: Издательство стандартов,1984 - 15 с.
7. Михалева М. Ф. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств примеры и задачи. - Ленинград: «Машиностроение», 1984. - 303 с.
8. Технологический регламент «Обустройство хвойного нефтяного месторождения. УПН.» 32-11-01-00-ТР. Том 5. 2002-87 с.
9. ГОСТ 28759.2-90 Фланцы сосудов и аппаратов стальные плоские приварные. -М.: Издательство стандартов, 1990 - 17 с.
10. АТК24.218.06-90 Штуцера для сосудов и аппаратов стальных сварных.
11. ГОСТ 52857.3-2007 Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях.-М.: Издательство стандартов, 2007 - 24с

12. Иоффе И. Л. Проектирование процессов и аппаратов химической технологий: Учебник для техникумов. - Л. : Химия, 1991.
13. ГОСТ 365-80 Давление условное, пробное и рабочее. - М.: Издательство стандартов, 1989 - 14 с.
14. ГОСТ 7.0.5—2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. М. :Стандартинформ. 2008.
15. Беляев В.М., Миронов В.М. Расчет и конструирование основного оборудования отрасли. Часть I. Аппараты с механическим перемешивающими устройствами. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 95 с.
16. Беляев В.М., Миронов В.М. Расчет и конструирование основного оборудования отрасли. Часть II. Толстостенные сосуды и вращающиеся детали. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 163 с.
17. ГОСТ Р 52857.5-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок. - М.: Издательство стандартов, 2007 - 26 с.
18. Семакина О.К. Машины и аппараты химических производств. Учеб. по-сobie /Том. политехн. ун-т. Томск, 2003. 118 с.
19. ГОСТ 15118-79. Аппараты теплообменные кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе. Размещение отверстий под трубы в трубных решетках и перегородках. Основные размеры. М.: Издательство стандартов, 2007 - 13 с.
20. ГОСТ28759.4-90.Фланцы сосудов и аппаратов стальные приварные встык под прокладку восьмиугольного сечения. Конструкция и размеры. Кукин П.П., Лапин В.Л. и др.
22. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. Л: Химия. 1985. -98с.
23. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10-115-96). ПИООБТ, 1996. 156

25. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г. - 185 с.
28. Социальная ответственность организации. Требования: Международный стандарт IC CSR 26000 : 2011
29. Кукин П.П., Лапин В.Л. и др. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств: учеб. пособие. - М.: Высшая школа, 1999. – 318с.
30. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. – Л: Химия. – 1985. -98с.
31. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10-115-96). – ПИООБТ, 1996. – 156
32. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
33. Hexane cracking on ZSM-5 and faujasite zeolites: a QM/MM/OCT study / D.C. Tranca, P.M. Zimmerman, J. Gomes; Department of Chemical engineering, Hamburg University of Technology. – The Journal of Physical Chemistry, Vol. 119, 2015. – 28836–28853.
34. Cracking of hydrocarbons on zeolite catalysts: density functional calculation on the mechanism of the β -scission reaction / M.V. Frash, V.B. Kazansky, A.M. Righy, R.A. van Santen; Zelinsky Institute of Organic chemistry. – The Journal of Physical Chemistry, Vol. 102, No. 12, 1998. – 2232 –2238.

**Список научных трудов студентки 2 курса магистратуры кафедры Общей химии и химической технологии
Института физики высоких технологий Томского политехнического университета,
Мышкиной Алены Николаевны**

№ п/п	Наименование	Хара ктер рабо ты	Выходные данные	Объе м, стр	Соавторы
1.	2.	3.	4.	5.	6.
1	Защита теплообменного аппарата от превышения давления	печ.	Сборник научно-практической конференции «Направления и тенденции развития современной науки» // сборник материалов научно-практической конференции (23-26 декабря 2016 года), Кемерово: КНПЦ Технология Науки, 2017 – 107 с.	2	Беляев В.М., Балмашнов М.А.
2	Автоматизация технологических процессов нефтегазовой промышленности в	печ.	Сборник научно-практической конференции «Современная наука. Теория, методология и практические результаты исследований» // сборник материалов научно-практической конференции, Кемерово: КНПЦ Технология Науки, 2017 – 110 с.	2	Балмашнов М.А.
3	Переработка и использование золошлаковых отвалов ТЭЦ	печ.	Сборник научно-практической конференции «Направления и тенденции развития современной науки» // сборник материалов научно-практической конференции, Кемерово: КНПЦ Технология Науки, 2017 – 112 с.	2	Балмашнов М.А.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Social responsibility

Introduction

In this thesis, the heat exchanger was used to heat the oil emulsion and the gas separator for additional purification from the dropping liquid of the oil gas.

Brief description of the workplace

The Oil treatment unit equipment provides oil preparation to the requirements of GOST R 51858-2002 and pumping it to the point of loading, with the subsequent export of commercial oil by tank trucks. The casing-head gas extracted in the process of oil preparation is used as fuel for technological needs, in the boiler house and for generating electricity at the gas piston power stations that are part of the power unit. The reservoir water extracted during preparation is cleaned with wastewater to quality in accordance with the requirements of OST 39-225-88 and pumped to the system for bush No 2. These units are designed for installation in a closed heated room. The temperature in the heat exchanger is up to 250 °C. The heat exchanger is covered with heat insulation. The working pressure in the device is 1.6 MPa. The temperature in the separator is up to 150 °C. Working pressure in the device 1.6 MPa.

Analytical control of the technological process

Sampling is carried out by samplers in accordance with GOST 2517-2012 and operational quality control of oil, gas and water for the system. Analyzes are performed by a laboratory assistant in chemical analysis. Based on the results of the analysis, a certificate of oil quality of an established sample is issued for each consignment of oil to be delivered in accordance with GOST 1510-84. Indicators corresponding to GOST R 51858-2002 are entered in the quality passport of oil. Disputes in assessing the quality of oil are resolved on the basis of GOST R 51858-2002 and GOST R 8.580-2001. To ensure safe working conditions and ease of use, the necessary means of local control and remote control are provided, as well as a system for centralized control and management of the technological process based on microprocessors and computers. The systems of centralized control and management

are located in the operator oil treatment unit premises and the power unit. The ASU TP system was developed by a specialized organization. 1. Technogenic safety

Characteristics of hazardous production factors

Technological processes of production, storage, preparation and delivery of oil at the facility by the nature of the properties of substances addressed in the production process are explosive. The main hazards of production are due to:

- the presence of flammable liquids and explosive and fire hazardous fumes, the toxicity of products and their vapors;
- the presence in the boiler room of an open fire source and heated surfaces capable of causing a burn;
- possible depressurization of pipelines or equipment, which can cause poisoning with hydrocarbon vapors, as well as lead to explosion and fire;
- the presence of electrical equipment, which can cause electric shock and the possibility of a fire in the event of damage to the insulation;
- the presence of heated surfaces of equipment and pipelines, which can cause burns;
- Failure to comply with the rules for storage of lubricating oils and wipes, which can cause a fire;
- the possibility of getting liquid petroleum products on the skin with non-observance of the rules for handling them, which can lead to poisoning and dermatological diseases;
- the possibility of a charge of static electricity due to the friction of the layers of oil against each other or with the wall of the pipe (equipment).

Factors of the working area for their dangerous manifestations are presented in Table 1 - Characteristics of Hazardous Factors

Table 1 - Characteristics of Hazardous Factors									
№									
substance	Name of substance				Sources of occurrence		Properties of		
	Effects on the body				Admissible standards		Remedies		
1	2	3	4	5	6	7			

1 Danger of electric shock hitting the respiratory system, digestive system, circulatory system and nervous system, and cause inflammatory and allergic skin diseases. Directed motion of electrically charged particles under the influence of an electric field. Such particles can be: in conductors - electrons, in electrolytes - ions (cations and anions), in semiconductors - electrons and so-called "holes" ("electron-hole conduction"). convulsive muscle contraction without losing consciousness; convulsive muscle contraction with loss of consciousness, but with preserved breathing and heart function; loss of consciousness and violation of heart activity or breathing (or both); the state of clinical death. 1 mA Unavailability of current-carrying parts; Proper, and in some cases increased (double) insulation; Grounding or zannunniem corps of electrical equipment and electrical components that may be under voltage; Reliable and high-speed automatic protective shutdown;

2 Danger of thermal burns Occur as a result of high temperatures Characteristic damage to tissues of the human body. Redness of the skin, the appearance of blisters, damage to the layers of the epidermis 1st degree of damage Anti-burn agents, ointments, dressings

3 Danger of explosion and fire Explosions of tanks with combustible substances and accidentally chemically dangerous substances, collapse of elements of building structures, closure of electrical networks. Open flame, spark, electric arcs, heated surfaces, etc. Loss of visibility due to smoke, reduced concentration кислорода 0.000001 OFP Wiring to avoid a short circuit that could lead to a fire is isolated. Isolate the moisture outlets, located in the bathrooms and on the outside walls. Install RCDs and automatic fuses. Thermal insulation of gas and electric plates from wooden furniture. Ashtrays are used to extinguish cigarette butts, and candles are lit in candlesticks.

2. Regional security

During the operation of the facilities of the Oil treatment unit Coniferous oil field, 15 organized sources and 5 unorganized sources will be affected by the environment.

When carrying out calculations, a combination of the work of emission sources of pollutants, which actually takes place under normal operating conditions, is adopted, at which the maximum value of surface concentrations is reached.

Table 2 shows the results of the calculation of the dispersion of pollutants in the ground layer of the atmosphere for all pollutants contained in the emissions of air pollution sources located on the oil treatment unit and the power unit, taking into account their maximum load.

In total, 13 substances were analyzed for the need for calculation of dispersion: methane, hexane, hydrocarbons C12-C19; Nitrogen oxide, nitric oxide, carbon monoxide, soot, formaldehyde, benz (a) pyrene, methanol (methyl alcohol), SNPCH 6301 (isopropyl alcohol), hydrogen sulfide, and 2 groups of summation.

The performed calculations show that at actual volumes of process emissions in the process of operation of the facilities for equipping the site of the Khvoinoye oil treatment facility, exceeding the maximum permissible maximum permissible concentration in the ground layer of the atmosphere at the boundary of the normative SPZ, all the calculated pollutants are not noted (the maximum possible concentration is 0.67740 The fraction of MPC was noted for the summation group 25 (nitrogen dioxide-carbon monoxide-hexane-formaldehyde)). For other pollutants, the maximum one-time MPC at the boundary of the SPZ is in the range from 0.02018 to 0.61933 MPC. According to the calculations, the main contribution (95.2%) to air pollution by the group of 25 additions at the SPZ boundary is made by: oil heater (up to 3.1%), technological capacity EA-1 (up to 2.3%), drainage capacity EII-3 (up to 4,2%), boiler-house (up to 12,1%), gas-piston power stations (up to 71,1%), point of loading of OPF (up to 2,4%).

The results of the calculations carried out at the control point on the camp site indicate that there are no exceedances of the allowable concentrations for all

pollutants (the maximum possible concentration is 0.92985 MPC for the summation group.)

3. Organizational measures for ensuring safety

To ensure safe operation at all facilities, systematic air control is provided by gas analyzers both stationary (GSM05) and portable type (SGG-20). The automation project provides for automatic blocking of equipment when the concentration of explosive fumes in the air reaches 20% of the LEL. When the vapor concentration reaches 10% of the LEL, a warning alarm is activated and fans are automatically turned on.

In order to achieve safety of personnel, the following rules must also be observed:

- Keep process operation in strict accordance with the requirements of a given production procedure;
- allow that personnel to work, which has special training defined by the requirements of the rules and regulations and qualification;
- look over the workplace before shift starts off, check process for compliance, check equipment, instrumentation, alarm systems and locks for integrity, the availability and serviceability of fire-fighting equipment and inventory;
- ensure the integrity of pipelines and equipment in order to avoid the possible formation of explosive concentrations of oil vapors and gas;
- carry out the work only on a proper equipment, a proper instrumentation and safety devices;
- familiarize personnel with their actions during normal operation, startups, shutdowns, emergency situations, which are governed by the relevant instructions;
- prevent equipment from operation without being proper grounded for static electricity prevention;
- carry out repair and lubrication of moving machinery parts after shut down;

- do not bring to operation mechanisms that have damaged insulation of live parts. In the violation of insulation integrity immediately de-energize the mechanism and call an electrician;

- Perform work in closed containers, reservoirs, wells, pits with issuing permit to work;

- repair or clean the tank manually only after: full draining of remained oil; washing and steaming of the tank; disconnecting of all piping and openings (access doors, hatches); analyzing tank's air environment for combustible gases and vapors;

- perform work in closed containers, reservoirs, wells, pits in hose gas masks and in impermeable overalls for oil products. Put a belt over the overalls with cross-shaped straps, to which a signal-rescue rope is attached. The hatch must always have at least two workers with hose gas masks, to provide (if necessary) assistance to the worker in the tank;

- carry out repair of equipment or any other work in all gas hazardous areas only by tools coated with non-ferrous metal or greased with solidol just in order to avoid the explosion;

- upkeep fire extinguishing means (mobile firefighting equipment, fire extinguishers), firefighting equipment and inventory must be kept serviceability completeness and be ready for immediate use;

- supply personnel with work clothes specified for the workplace at each workplace and carry personal protective equipment;

- take food in a room allocated for this purpose and equipped in accordance with the current sanitary standards;

Also ensure that the following requirements are met:

- equipment with moving parts should have protective guards and barriers;

- pipelines should be painted in the following colors with the purpose of warning of danger:

- Gas pipelines - yellow,

- oil pipelines (flammable liquids) - brown;

- The premises should be provided with first-aid kits with a set of medicines and dressings for the provision of pre-hospital care.

When the pipeline rushes, oil is collected in the tank and exported. With small oil spills, the surface is covered with sand, sand is collected and transported to the sludge collector.

The main requirement of production safety is the tightness of the process. Hermetic system of pipelines and equipment excludes the ingress of air (oxidant) into the technological process. Tightness is achieved by constant monitoring of the state of flanged connections, fittings, instrumentation instruments, which control the pressure drop in the pipelines.

Planned and emergency release of pipelines and equipment from the product is carried out through drainage devices into a drainage tank. Before carrying out repairs, the equipment and pipelines must be freed and steamed. Steaming should be carried out by a steam mobile installation. Draining the steam preheated from the pipelines is also drained into the drainage tank. Gas from the flare system is forced into the flare shafts by nitrogen or steam. For this purpose, a nozzle is provided at the beginning of the flare manifold.

4. Features of legislative regulation of design decisions

Gas danger, explosion and fire hazard, danger of thermal and chemical burns, toxicity in production is determined in it by the presence of toxic substances contained in petroleum products. [8]

For workers engaged in jobs with harmful or dangerous labor conditions, the legislature has established a reduced duration of working hours - 36 hours per week (article 92 of the TC RF, clause 1 of Decree of the Government of the Russian Federation of 20.11.2008 N 870 (hereinafter - the Resolution No. 870)). The maximum duration of daily work (shift) cannot exceed (article 94 of the labour code):

- with a 36-hour work week - 8 hours;
- with a 30-hour work week and less - 6 hours.

A collective agreement may provide for an increase in shifts, provided that the maximum weekly working hours and hygienic standards for working conditions are observed.

Also, employees engaged in work with harmful or dangerous working conditions are required to provide an annual additional paid leave of at least 7 calendar days (Article 117 of the RF Labor Code, clause 1 of Resolution No. 870). [7].

5. Safety in emergency situations

Rules for emergency shutdown of production, possible emergency production conditions, ways to prevent and eliminate them

Malfunctions and emergency conditions of production can emerge in the following cases of:

- deviation from the norms of the technological regulations;
- actions, associated with personnel errors;
- violations of instructions for the safe conduct of work;
- revision and repair of pipelines that were not made on time;
- malfunctions of means of automation;
- power outages;
- etc.

Table 3 outlines possible causes that could lead to emergencies on the structures of the fishery, the causes of their occurrence, and how to eliminate them.

Personnel actions to eliminate the emergency condition associated with the replacement or elimination of omissions should be carried out after the pressure, purging and other measures ensuring safety are removed.

Table 3 - Possible types of emergency condition of production and how to eliminate them

№

Type of emergency condition of production	Cause	of	occurrence
Staff actions to eliminate the emergency condition			

Gas Separator GS

7 Passage of gas, liquid in the flange connection. The flange connection was loose. The gasket is damaged. Stop the separator. Relieve pressure. Tighten the fastening parts of the flange connection. If necessary, replace the gasket.

8 1. Liquid entering the gas outlet. There is an upper limit signal.
2. Sharp decrease or absence of liquid exit from the gas separator.
3. Significant change in differential pressure GS11. The level control system is faulty.

2. Freezing or clogging of the pipeline of liquid outlet, reinforcement.
3. The density of the mesh cap is broken. 1. Check the level control system and repair the faults.

2. Switch on the heating, if necessary.

3. Restore the mesh attachment.

Heat exchanger T-2

22 Passage of gas, liquid in the flange connection. The flange connection was loose. The gasket is damaged. Stop the heat exchanger. Relieve pressure. Tighten the fastening parts of the flange connection. If necessary, replace the gasket.

23 Low oil temperature at the outlet. High load.

Reduce the load on the heat exchanger. Increase the consumption of heating water.

If the malfunction does not lead to an expansion of the emergency zone, a violation of safety regulations, they must be eliminated by shift personnel. If it is necessary to temporarily change the technological regime, the decision is made by the shift supervisor, informing the chief of the oil preparation and fishing unit about this.

If the resulting problems cause an increased risk, then a decision is made to stop the process before troubleshooting.

Installations for oil treatment should be stopped in an emergency manner in the following cases:

- when power is cut off;
- with the rushes of oil and gas pipelines;
- when the apparatus is depressurized;
- failure of the flare system;
- in violation of the sanitary regime and the emergence of a danger to people and the environment;
- in case of fires, explosions;
- emergency condition of the tank farm of the oil treatment unit.

In these cases, the personnel must act in accordance with the "Accident Management Plan", approved by the chief engineer of the oil production enterprise.

On the decision to make an emergency stop, the oil preparation unit or the shutdown of wells must immediately inform the head of the oil preparation and fishing unit. The head of the oil field, when an emergency situation is detected at the facility, notifies the 1st deputy manager - chief engineer, as well as the chief of the environmental protection department, PB and JSC "VTK", according to the notification scheme. If necessary, stops the oil treatment unit.

The stop of the oil treatment unit begins with the shutdown of producing wells. Shutdown wells are carried out gradually.

The accident is eliminated by an emergency emergency rescue formation (NASF). Technical equipment NASF is installed in accordance with RD 39-025-90 "Standard data sheet technical equipment emergency recovery points." The reserve of materials received as a result of the calculation is included in the reserve of equipment and materials for the fishery due to a small amount.

All refusals are registered in the journal of faults within 24 hours from the moment of their occurrence and are considered by the commission of the enterprise with the purpose of revealing the reason of refusal and ways of liquidation of the accident.

Fire safety

The fire safety of the facility is provided by a number of firefighting measures provided in accordance with the requirements of the Rules of the Fire Fighting Regime in the Russian Federation, VNTP 3-85, PB 08-624-03 and other regulatory documents.

Responsibility for the state of fire safety of the facility is borne by the head of the UPN or his duties. The head of the oil treatment unit should develop and coordinate instructions with the departmental fire department on fire safety measures for the whole enterprise as well as for individual facilities and post them in a prominent workplace indicating the location of the fire fighting equipment. On each structure of the facility, a sign should be posted in a conspicuous place indicating the person responsible for fire safety. On the entrance doors of the production premises and on the boards of external installations and the tank farm, there must be inscriptions indicating the categories for explosion and fire hazards and classes of explosive zones.

Employees serving the fishery are required to undergo firefighting instruction and classes on fire-technical minimum.

When working in an explosive and fire hazardous production, the safety of working personnel should be ensured:

- constructive and planning decision of premises, guaranteeing the possibility of rapid evacuation of people and limiting the spread of fire;
- the constant maintenance in a proper condition of special equipment that contributes to the successful evacuation of people in the event of a fire (emergency warning system, emergency lighting, safety signs);
- familiarizing all workers with the basic requirements of fire safety and personal precautions that must be observed in the event of a fire, as well as a plan for evacuating people from the premises;
- the establishment by the administration of systematic monitoring of the strictest observance of precautionary measures in the repair work, the operation of electrical appliances, electrical installations and heating systems.

Normative fire breaks between buildings and structures are not allowed to be used for storing materials, equipment, etc., for parking of motor vehicles.

It is forbidden to perform production operations when the instrumentation is switched off, for which the specified temperature, pressure, concentration of flammable gases are determined, and work on equipment with malfunctions is forbidden, which can lead to a fire.

It is forbidden to repair work on equipment under pressure, stuffing and tightening the stuffing boxes of pumps on working pumps, as well as sealing flanges on devices and pipelines without depressing. The tightness of the equipment (especially the flange connections and glands) requires strict control. If oil products leakage is detected, measures should be taken to eliminate them.

Production facilities should be provided with the necessary monitoring systems, automatic protection and regulation of fire hazard parameters (temperature, pressure, liquid level, etc.) according to the project. When operating automatic control, control and regulation of technological processes, it is necessary to pay attention to:

- completeness of equipment by means of automation of technological equipment;
- conformity of means of automation of degree of fire and explosion hazard of the process;
- availability of detection, localization and fire fighting systems;
- ensuring reliability and trouble-free operation in the process of operation, etc.

In industrial premises and in working areas of outdoor installations where explosive fumes can be released, systematic air control must be organized by gas analyzers interlocked with emergency ventilation (for rooms).

In closed rooms where equipment and communications are located, with working environment of flammable and explosive gases, flammable liquids, it is necessary to ensure reliable operation of ventilation with automatic shutdown of it in the event of a fire.

Work in rooms with malfunctioning ventilation is prohibited. Tank trucks carrying flammable liquids should be equipped with reliable grounding, and the exhaust pipes are led out to the radiator and equipped with spark arresters.

The electrical equipment is subject to increased fire safety requirements. Electrical equipment of fire and explosion hazard areas and outdoor installations in accordance with their type and performance must comply with the requirements of the rules for electrical safety for the relevant categories and groups of explosive mixtures. In explosion hazardous areas only explosion-protected electrical equipment is allowed. Malfunctions in electrical systems and electrical equipment that can cause arcing, short circuit, inadmissible heating of wires should be immediately eliminated, before disconnecting from the mains.

All production and technological facilities (apparatus, installations, etc.) must be grounded. In order to protect the tanks from direct lightning strikes and static electricity discharges, the lightning conductors and grounding devices must be monitored. During the operation of the tanks it is necessary to carry out constant monitoring of the serviceability of the breathing valves and flame arresters. At an air temperature above zero, firebreakers should be checked at least twice a month.

Fire works during the repair of pipelines and equipment must be carried out in accordance with the Rules of the fire-fighting regime and instructions for the organization of safe conduct of fire operations in explosive and explosive and fire hazardous facilities.

The main task in the event of a fire is its localization. Small fires, as well as fires in the initial stage, can be successfully eliminated by the primary fire extinguishing means by the maintenance personnel: powder and carbon dioxide fire extinguishers, asbestos cloths, coarse-wool fabrics (felt, felt), sand.

For localization and elimination of fire, stationary fire extinguishing means should be used.

The facility provides for the use of foam and powder fire extinguishing equipment, as well as primary fire extinguishing means.

Fire water supply

Fire-fighting water supply UPN includes two RVS $V = 700 \text{ m}^3$ with a dead-end water pipe ($d = 219 \times 6 \text{ mm}$, $L = 43 \text{ m}$) and water intake well.

The projected reservoirs of the fire water reserve $V = 700 \text{ m}^3$ satisfy the need for a water reserve. The service radius of the reservoirs is 150 m. To increase the service radius of the tanks, a 43 m long dead-end pipeline with a diameter of 219 mm is provided to fill the water intake well. Control of the non-decreasable fire-fighting level of the water reserve is carried out by level sensors. When the water level in the reservoirs drops to the lower one, artesian wells located on the water intake site start submersible electric pump units ECV6-6.3-85.

Foam fire extinguishing

For the extinguishing of tanks RVS $V = 400 \text{ m}^3$, installation of foam generators ГИСС-600, which are connected by dry pipe system to fire extinguishing means by fire hoses, is provided.

Fire extinguishing is carried out by mobile fire fighting equipment. For these purposes, motor pumps of the "Geyser-1600" type $Q = 20 \text{ l / sec}$, $H = 190 \text{ m}$ are provided. The motor pumps are equipped with the combined fire extinguishing systems UKTPP "Purga-10.10.20" (capacity 20 l / s , the jet delivery range 35 m).

Foam fire extinguishing installation provides:

- stationary installation of foam generators ГИСС-600;
- dry pipe network of steel pipes, taken out of the bounds;
- connecting heads GM-80, which are located behind the dipping and are damped with removable heads - plugs GZ-80 for connection of mobile fire fighting equipment.

Fire extinguishing of the RVS $V = 400 \text{ m}^3$ is provided according to the following scheme:

- for supplying water for cooling - motor pump N ° 1 is connected to the heads of fire-fighting tanks, water is fed through the hose lines to the manual fire shafts;
- for feeding the foamer solution to the HPSS-600 - the motor pump No. 2 is connected to the heads of the fire-fighting tanks, the container with the blowing agent

is connected to the pump nozzle through the mixer, the fire hose $d = 80$ is connected to the motor pump and to the connecting heads of the dry pipe system.

For fire extinguishing RVS-400 install 2 foam generators HPSS-600.

To produce an air-mechanical foam, a 6% aqueous solution of a fluoroprotein film-forming foaming agent of the type FFFR "Nizhegorodsky" is used.

The project provides for the storage of the main and additional 100% stock of the foaming agent in the block-box of the stall.

Primary fire extinguishing means, non-mechanized fire-fighting tools and inventory

Primary fire extinguishing means include:

- fire extinguishers, sand (in a box), water (volume 0,2 m³ and / or 0,02 m³);
- an asbestos cloth, coarse-woolen cloth or felt (a nightmare, a cover of a non-combustible material).

The non-mechanized firefighter and inventory include:

- a set for cutting electric wires (scissors, dielectric bots);
- Scrap, a hook, a hook with a wooden handle, a bucket, shovels.

Determination of the necessary number of primary fire extinguishing means for the protection of buildings and structures is carried out according to Appendix 6 of the Rules of the Fire Fighting Regime in the Russian Federation, taking into account the data of Annexes A and B of SP 9.13130.2009 "Fire-fighting equipment. Fire extinguishers. Requirements for operation ».