

Школа Инженерная школа новых производственных технологий
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера
Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка основного технологического оборудования установки подготовки нефти месторождения поселка Пионерный

УДК 622.276.8.002.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM71	Эрдынеев Саян Биликтуевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова С.В.			

По разделу «Конструктивно-механический раздел»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

Планируемые результаты обучения по ООП 18.04.02

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»
P2	Осуществлять управление проектом на всех этапах его жизненного цикла	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 28.004 «Инженер-проектировщик установок для утилизации и обезвреживания медицинских и биологических отходов»
P3	Организовывать и руководить работой команды, вырабатывать командную стратегию для достижения цели	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»,
P4	Применять современные коммуникативные технологии в том числе на иностранном языке (-ах) для академического и профессионального взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
P5	Проводить анализ и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
P6	Определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности, разрабатывать способы ее совершенствования на основе самооценки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
P7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, представлять и защищать результаты	Требования ФГОС ВО, СУОС, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 28.004 - «Инженер-проектировщик установок для утилизации и обезвреживания медицинских и биологических отходов», 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»
P8	Проводить все стадии проектирования с использованием компьютерного 3-х мерного моделирования, коммерческих симуляторов и пакетов прикладных программ, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 - «Специалист по химической переработке нефти и газа», 19.003 - «Специалист по обслуживанию и ремонту нефтезаводского оборудования»

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	нефтехимических производств, представлять и защищать результаты	
P9	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам », 19.00- «Специалист по химической переработке нефти и газа», 19.003 «Специалист по обслуживанию и ремонту нефтезаводского оборудования», 19.008 «Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли»

Компетенции выпускника программы

Наименование категории (группы)	Код и наименование компетенции выпускника программы
<i>Универсальные компетенции:</i>	
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действия
Разработка и реализация проектов	УК-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
Командная работа и лидерство	УК-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
Коммуникация	УК-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
Межкультурное взаимодействие	УК-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
Самоорганизация и саморазвитие (в т. ч. сбережение здоровья)	УК-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<i>Общепрофессиональные компетенции</i>	
Профессиональная методология	ОПК-1. Способен к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
Инженерная и технологическая подготовка	ОПК-2. Способен к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
Адаптация к производственным условиям	ОПК-3. Способен к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа **Инженерная школа новых производственных технологий**
 Отделение школы (НОЦ) **Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера**
 Направление подготовки **18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии**
 Профиль **Машины и аппараты химических и нефтехимических производств**

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Беляев В.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ71	Эрдынееву Саяну Биликтуевичу

Тема работы:

Разработка основного технологического оборудования установки подготовки нефти месторождения поселка Пионерный	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.02.19, № 1236/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы практики в цехе подготовки и перекачки нефти №4, п. Пионерный.</p> <p>Установка подготовки нефти; проектная мощность 3,5 млн. тонн/год нефти; режим работы непрерывный; вид сырья: нефть с температурой +5-+39⁰С.</p> <p>Объекты исследования: концевая сепарационная установка, электродегидратор</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Реферат Введение Обзор литературы 1. Описание технологической схемы 2. Расчет концевой сепарационной установки 2.1. Технологический расчет концевой сепарационной установки 2.2. Механический расчет концевой сепарационной установки 3. Расчет электродегидратора 3.1. Технологический расчет электродегидратора 3.2. Механический расчет электродегидратора 4. Результаты проведенного исследования 5. Расчет средства защиты сепаратора 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность Заключение Список литературы Приложения</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Технологическая схема (A0). 2. Концевая сепарационная установка. Чертеж общего вида (A1x2). 3. Электродегидратор. Чертеж общего вида. (A1x2). 4. Технико-экономические показатели. (A1)</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент
Социальная ответственность	Романова Светлана Владимировна, Старший преподаватель
Конструктивно-механический раздел	Беляев Василий Михайлович, к.т.н., доцент
Иностранный язык	Ажель Юлия Петровна, Старший преподаватель
Названия разделов, на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Эрдынеев Саян Биликтуевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация состоит из пояснительной записки. Пояснительная записка содержит 174 страницы, 26 таблиц, 31 рисунка и 38 источников.

Ключевые слова: Концевая сепарационная установка, электродегидратор, нефть, переработка нефти, разделение нефти. обессоливание, обезвоживание,

Объектом исследования является (ются): Концевая сепарационная установка, электродегидратор, установка подготовки и перекачки, обезвоживание и разгазирование нефти.

Цель работы - разработка основного оборудования установки подготовки нефти «Пионерный»

В процессе исследования проводились исследования установки подготовки нефти «Пионерный» цеха подготовки и перекачки нефти №4, производился конструктивный расчет сепарационной установки, электродегидратора.

В результате исследования был произведен конструктивно-механический расчет концевой сепарационной установки, электродегидратора.

Область применения: нефтегазовая промышленность

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены опасные и вредные факторы на данном производстве, а также вопросы по безопасному ведению технологического процесса.

В разделе "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение" рассчитана себестоимость подготовки нефти и технико-экономические показатели.

Выпускная квалификационная работа выполнена в редакторе «Microsoft Word», расчеты проведены в «Mathcad»

Abstract

The master thesis consists of the explanatory note. The explanatory note contains 174 pages, 26 tables, 31 pages and 38 sources.

Key words: terminal separation unit, electric dehydrator, oil, gas, separation of oil-and-gas

The purpose of the study is to determine the terminal separation unit and calculate the electric dehydrator, determine the main dimensions of the apparatus. As a result of research, a constructive-mechanical calculation was made.

In the section "Calculation of terminal separation unit " contains the technological, constructive and mechanical calculations.

In the section "Calculation of the electric dehydrator ", a mechanical calculation and a check on the strength of the main elements of the apparatus were made.

In the "Social Responsibility" discussed issues of occupational safety personnel and environmental project.

In the section "Financial Management, Resource Efficiency and Resource Saving", In the "Economy" is calculated the cost of oil and techno-economic indicators.

Final qualifying work carried out in the «Microsoft Word» editor, calculations are carried out in the «Mathcad».

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

УПН-установка подготовки нефти

ЦППН- цех подготовки и перекачки нефти

КСУ- концевая сепарационная установка,

ЭГ- электродегидратор

ДНС –дожимная насосная станция

ГПЗ- газоперерабатывающий завод

Оглавление

1.	ВВЕДЕНИЕ.....	11
2.	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	13
3.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УПН «ПИОНЕРНЫЙ».....	20
4.	РАСЧЕТ КСУ	26
4.1	Технологический расчет КСУ	26
4.2	Механический расчет КСУ	28
4.2.1	Расчет толщины стенки обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением.	29
4.2.2	Расчет выпуклой (эллиптической) крышки.	32
4.2.3	Расчет штуцеров.....	34
4.2.4	Расчет фланцевого соединения	50
4.2.5	Расчет массы аппарата.....	54
4.2.6	Расчет седлообразной опоры	55
4.2.7	Определение расчетных усилий.....	56
5.	РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА.....	59
5.1	Технологический расчет электродегидратора	59
5.2	Механический расчет электродегидратора	61
5.2.1	Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением	62
5.2.2	Расчет эллиптической крышки.....	65
5.2.3	Расчет штуцеров.....	67
5.2.4	Расчет фланцевого соединения	80
5.2.5	Расчет массы аппарата.....	91
5.2.6	Расчет седлообразной опоры	93
5.2.7	Определение расчетных усилий.....	94
6.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ (РАЗРАБОТКИ)..	97
7.	РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И РАСЧЕТ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ СЕПАРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ЦЕХА ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ.	100
8.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	109
8.1	Расчёт производственной мощности	110
8.2	Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству	112

8.2.1	Определение цены готовой продукции	119
8.2.2	Расчет производственной мощности на плановый период при увеличении объема производства до 2 014 888 т/год.....	121
8.2.3	Определение цены готовой продукции	124
8.3	Определение технико-экономических показателей	125
8.4	Расчет экономической эффективности.....	126
9.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	130
9.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	132
9.2.	Производственная безопасность	134
9.3.	Экологическая безопасность	140
9.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	143
10.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	146
11.	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	147
12.	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	148
13.	ПРИЛОЖЕНИЕ А	151
14.	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	159

1. Введение

Нефть – это смесь различных углеводородов предельных и непредельных, алициклического ряда и ароматических, темно-бурого цвета с характерным запахом, несколько легче воды и нерастворима в ней.

Нефть представляет собой сложную смесь, состоящую из 200 или более различных органических соединений, в основном это сложные углеводороды.

Также при добыче нефти из скважин вместе с ней выносятся:

Попутный нефтяной газ, количество его составляет до 300 нм³/т нефти, этот параметр также называют газовым фактором скважины;

Пластовая вода, которой содержится от 8 до 80 % на нефть, при этом чем дольше эксплуатируется скважина, тем больше воды содержит добываемая нефть в виде эмульсии. Присутствие пластовой воды в нефти негативно влияет на стоимость ее транспортировки, на энергозатраты на испарение воды и конденсацию паров.

Различные механические примеси (песок, глина, известняк и др.) “Присутствие в нефти механических примесей затрудняет ее транспортировку по трубопроводам и переработку, вызывает коррозию и эрозию, служит причиной отложения в аппаратуре, содействует образованию стойких эмульсий” [1].

Добыча и переработка нефти представляет собой многостадийный и сложный комплекс различных технологий. Началом этого комплекса является поисково-геологический этап, который включает в себя поиск месторождений нефти и летальная их геологическая разведка с подсчетом запасов нефти и газа.

После разведки месторождение сдается в эксплуатацию, которая предусматривает:

- Бурение скважины;
- Добытая нефть подается на групповую замерной установку (ГЗУ);
- “Подготовка нефти на установках подготовки нефти или цехах подготовки и перекачки нефти. Далее очищенная нефть направляется на переработку на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), а попутный газ на фракционирование на газоперерабатывающие заводы” (ГПЗ) [1].

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором это происходит, называется сепаратором нефти и газа или двухфазным сепаратором. Если пластовая вода также отделяется в сепараторе, это трехфазный сепаратор.

Процесс отделения воды от нефти называют обезвоживанием, связан он с разрешением водонефтяных эмульсии, также для улучшения разделения фаз

используют различные деэмульгаторы. Процесс разделения эмульсии может проводится в различных аппаратах, таких как: трехфазные сепараторы, резервуары, отстойники, электродегидраторы.

В данной работе была поставлена цель: разработать основное оборудования для сепарации газа и обезвоживания и обессоливания нефти установки подготовки нефти м/р «Пионерный». Основное оборудование для переработки нефти включается в себя: концевую сепарационную установки и электродегидратор.

2. Обзор литературы

Нефть, добываемая на скважинах, также называют сырой нефтью, она содержит различные механические примеси, пластовую воду попутный нефтяной газ. Пластовая вода -подземная вода, залегающая в порах и трещинах горных пород. Она может содержать в себе различные минеральные вещества (в виде разнообразных солей магния, кальция, железа, натрия и др), различные органические вещества, растворенные в воде газообразные составляющие и др. Газы, добываемые из нефтегазовых залежей вместе с нефтью, называют попутным нефтяным газом. Сам попутный газ является неочищенным природным газом, который также может содержать в качестве несвязанного газа смесь различных газов и жидкостей, таких как метан, этан, пропан, бутана, пентана, конденсат и др. Самый легкий из всех углеводородов - метан. (содержание его в газа обычно составляет от 40 до 90 %)

Транспортировка сырой нефти из скважины на нефтеперерабатывающий завод или завод по сжижению природного газа может быть сложной задачей или вообще невозможна, поскольку они требуют специальных процессов транспортировки. К тому же это небезопасно и неэкономично. Наличие пластовой воды, при добыче нефти из скважины, а также присутствие различных механических примесей негативно влияют на нефтедобывающее / нефтеперерабатывающее оборудование. Таким образом, целесообразно проводят очистку нефти до подачи в магистральный трубопровод.

Данный этап переработки происходит на так называемых установках предварительного сброса воды, которые расположены непосредственно вблизи месторождения, скважин.

Цель установки по переработке нефти и газа состоит в том, чтобы отделить нефть от газа, воды и твердых частиц так, чтобы она соответствовала требуемым спецификациям, и затем доставить ее в транспортную систему для дальнейшей переработки. Первый этап обработки, применяемый на многих нефте- и газоперерабатывающих предприятиях, включает отделение нефти, газа и воды, добываемых из скважины.

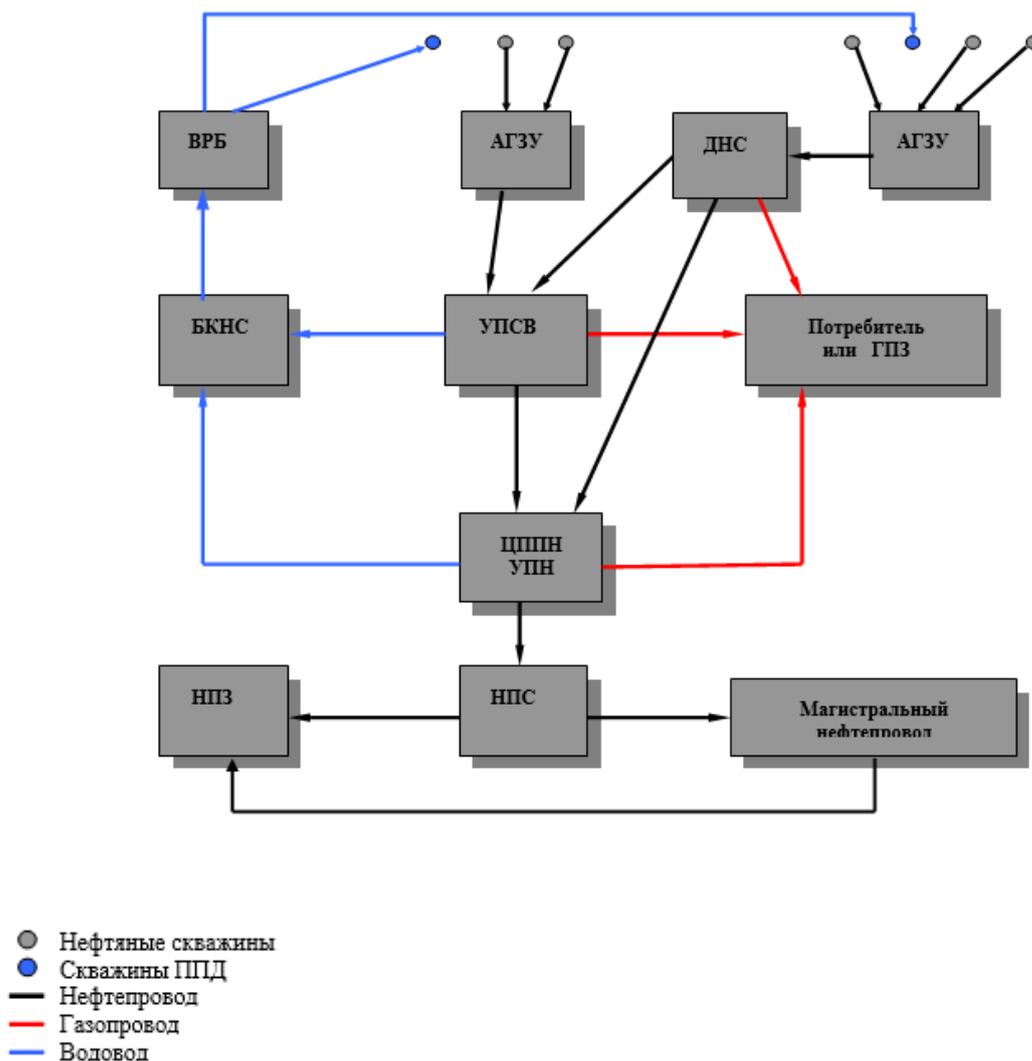


Рис. 1. Схема сбора и подготовки продукции скважин.

В дальнейшем нефть проходит полную очистку на установках подготовки нефти или цехах подготовки и перекачки, где происходит полная переработка нефти.

Полностью очищенная нефть, от газов, воды, и примесей называют товарной нефтью.

Технологические процессы подготовки нефти проводятся на УПН или ЦППН, и включают в себя следующие процессы:

- сепарация и разделение фаз;
- обезвоживание и обессоливание продукции;
- стабилизация нефти.

Нефтяные эмульсии

Эмульсию можно определить, как систему, в которой одна несмешивающаяся жидкая фаза диспергируется в виде глобул (дисперсная фаза) во второй фазе несмешивающейся жидкости (дисперсионная среда).

“Нефтяная эмульсия может представлять собой дисперсию капель воды в нефти, или же дисперсию капель нефти в воде” [2]. Эмульсии сложны для обработки и могут вызывать некоторые эксплуатационные проблемы на установках для подготовки нефти и газоразделительных установок. Эмульсии могут создавать перепады высокого давления в поточных линиях, приводить к увеличению использования деэмульгатора, а иногда приводить к отключениям или сбоям на установках по обработке сырой нефти. Эти эмульсии должны быть обработаны для удаления диспергированной воды и связанных с ней неорганических солей в соответствии с техническими требованиями к сырью при транспортировке, хранении и экспорте, а также для уменьшения коррозии и отравления катализатора на установках для последующей обработки.

Эмульсии встречаются практически на всех этапах добычи и переработки нефти: внутри резервуаров, стволов скважин и устьев скважин; на предприятиях по переработке сырой нефти и газоразделительных установок; и при транспортировке по трубопроводам.

Проблема эмульсии в нефтедобывающей промышленности заключается в том, что она должна быть разделена на воду и нефть для дальнейшей обработки. Что порой выливается в очень трудоемкий процесс. И для облегчения разделения фаз в нефтяной промышленности так называемый деэмульгатор.

Деэмульгатор - это химическое вещество, которое используется для предотвращения образования эмульсии в сырой нефти.

Основные требования к деэмульгаторам:

- Реагент не должен коагулировать в пластовых водах.
- Хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии, т.е. быть водо- и нефтерастворимым.
- Иметь хорошую поверхностную активность из той фазы, в которую он вводится.
- Обеспечивать максимальное снижение межфазного натяжения на границе фаз «нефть - вода» при малых расходах реагента.
- Обладать высоким смачивающим эффектом.
- Должны быть дешёвыми, стабильными, транспортабельными.

Добавление реагента-деэмульгатора дает возможность разрушить прочные гелеобразные слои природных стабилизаторов эмульсии и способствует переводу их с границы раздела фаз в объем, что приводит к расслоению эмульсии.

В качестве растворителей, как правило, используются спирты (метиловый, изопропиловый) и ароматические углеводороды.

Сепарация нефти

Сырая нефть, поступающая из скважин, в большинстве случаев представляет собой смесь нефти, газа и воды. Таким образом, первым этапом переработки нефти на установках подготовки является разделение этих компонентов в сырой нефти. В зависимости от состава, приходящей нефти, требуются либо трехфазные сепараторы (для разделения трех фаз - нефти, воды и газа), либо двухфазные сепараторы (для разделения двух фаз - нефти и газа). Целью сепаратора является разделение различных жидкостей и газа, чтобы получить максимально чистую нефть. Для нефти и газа существуют требования к качеству относительно чистоты. Например, товарная нефть должна содержать не более 0,5% воды.

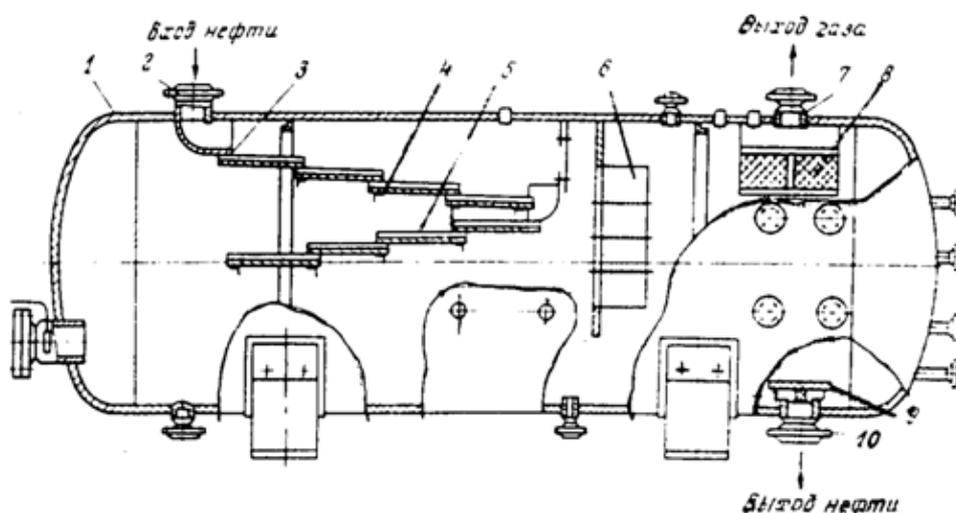


Рис. 2 Сечение горизонтального сепаратора

1-цилиндрическая обечайка;- 2 – патрубок ввода нефти; 3 - распределительное устройство; 4,5- наклонные желоба(дефлекторы); 6 – вертикальный каплеотбойник; 7 патрубок выход газа; 8 - каплеуловитель ; 9 – устройство для предотвращения образования воронок; 10 – патрубок выхода нефти.

” В большинстве случаев производители предлагают три типа сепараторов: вертикальные, горизонтальные и сферические сепараторы. Каждый тип сепаратора имеет определенные преимущества и ограничения” [3]. Выбор типа сепаратора основывается на нескольких факторах, включая характеристики обрабатываемого производственного сырья, доступность пространства на объекте, транспортировку и стоимость.

В нефтяной промышленности на УПН широко распространено использование горизонтальных сепараторов. Их устанавливают на различных ступенях сепарации. Как

известно, поступающая в цех подготовки и перекачки нефть, содержит значительное количество механических примесей, воды и газа. После переработки на УПН нефть приводится к товарному виду и подается в магистральный трубопровод.

Свойства товарной (обводненность, плотность, т.д.) нефти регламентируются по ГОСТ.

Сепараторы работают на основе гравитационной сегрегации и или центробежной сегрегации. Сепаратор обычно создается таким образом, чтобы он имел следующие особенности:

1. Имеется тангенциальный ввод потока, где производится первичное разделение жидкости и газа. Вводимая жидкость отбрасывается к стенке сосуда, под действием центробежной силы и оседает в нижней части аппарата, а газ поднимается и выводится.

2. Обеспечивается большой объем жидкости или достаточное количество капель жидкости для осаждения из газового потока.

3. Рядом с патрубком выхода газа устанавливается каплеотбойник для улавливания капель жидкости в газе.

4. Обеспечивается надлежащий контроль уровня жидкости, клапана сброса жидкости, обратного клапана газа, предохранительного клапана, манометра, измерительного стекла, регулятора газа прибора и трубопроводов.

Центробежное входное устройство заставляет поступающий поток вращаться. В зависимости от скорости потока смеси сила реакции от стенки сепаратора может генерировать центростремительное ускорение, в 500 раз превышающее гравитационное ускорение. Это действие объединяет капли жидкости вместе, где они падают на дно сепаратора в секцию отстаивания. Секция отстаивания в сепараторе позволяет турбулентности потока текучей среды стихать и капли жидкости падают на дно сосуда из-за гравитационной сегрегации. Для этого требуется большое открытое пространство в аппарате.

Использование внутренних перегородок или пластин может привести к выделению большего количества жидкости из сепаратора. В отстойном отсеке достаточно достаточного пространства для перекачки, чтобы обрабатывать порции жидкости без переноса на выпуск газа. Этого можно достичь, установив регулятор уровня жидкости в сепараторе, который, в свою очередь, определяет уровень жидкости.

Небольшие капли жидкости, которые не оседают из газового потока из-за небольшой разницы в гравитации между ними и газовой фазой, имеют склонность выходить из сепаратора с газом. Для их улавливания устанавливают каплеотбойник

рядом с патрубком выхода газа. Небольшие капли жидкости будут ударять по поверхности сепаратора или экстрактора, объединяться и собираться, образуя более крупные капли, которые затем будут стекать обратно в секцию жидкости в нижней части сепаратора.

Разделение нефти в электрическом поле

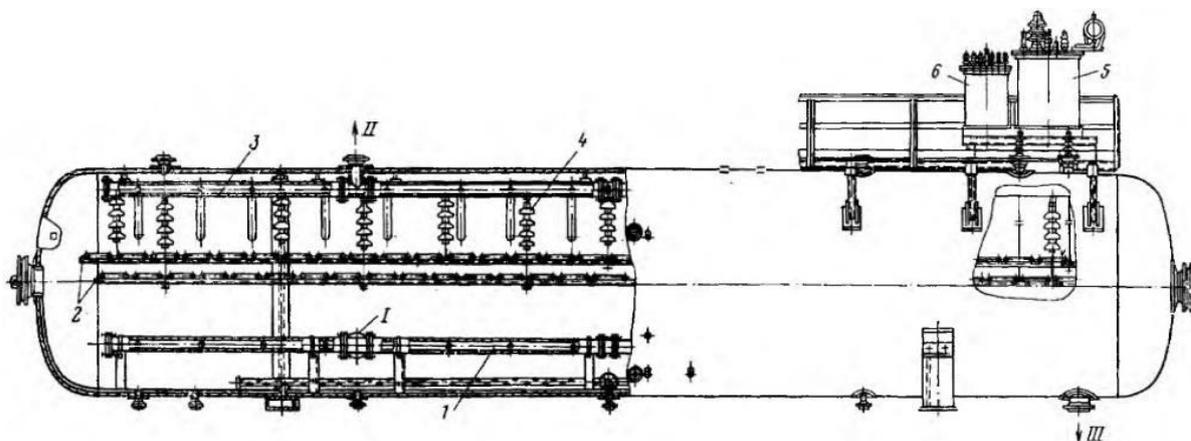


Рис. 3 Электродегидратор горизонтальный.

I-ввод нефти; I-выход нефти; III- выхода воды; 1 – маточник для распределения эмульсии; 2 – верхний и нижний электроды; 3 – сборник нефти, 4-подвесные изоляторы; 5-трансформаторы; 6- катушки реактивные;

Для обезвоживания и обессоливания нефти используются специальные установки – электродегидраторы. Также такие установки называют-ЭЛОУ.

Электродегидраторы разрушают нефтяную эмульсию в электрическом поле, которое поляризует глобулы воды и меняет направление их движения.

Электродегидраторы в основном подразделяются на горизонтальные, вертикальные, сферические.

Электродегидратор представляет собой цилиндрическую емкость, внутри которого расположены электроды в количестве от 2 до 8 штук, расстояние между ними колеблется от 30 до 40 см. Электроды имеют форму решетчатых рам, расположенных параллельно друг над другом. Они занимают почти всю емкость аппарата.

Электрическое поле создается между электродами с помощью подвесных изоляторов, подсоединённых к различным типам трансформаторов, которые находятся наверху аппарата. Для обезвоживания легких и средних сортов нефти используются электродегидраторы с одним вводом сырья, а для очистки более тяжелой нефти используется два отдельных ввода. Это нужно для более равномерного распределения

нефти по всему объему электродегидратора. Принцип разрушения водонефтяных эмульсий с помощью электрического тока известен как электростатическое разделение. Ионизация этих эмульсий с помощью электрического поля была введена в 1930 году для обессоливания сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах.

Сырая нагретая нефть в смеси с промывочной водой и деэмульгатором поступает в аппарат через патрубок ввода нефти через маточник, расположенный вдоль аппарата. Далее нефть движется вверх, сначала через слой отстоявшейся воды, а затем в зону низкой напряженности электрического поля (слабое поле), которое возникает между уровнем воды и электродом, далее через зону высокой напряженности электрического поля (сильное поле) между верхним и нижними электродами.

Высоковольтное электрическое поле вызывает коалесценцию капель воды, так что они могут быть под действием силы тяжести отделены эмульсии. При этом движении капли воды в нефти укрупняются и осаждаются в нижнюю часть аппарата.

Вода собирается в нижней части аппарата и выводится из электродегидратора. Обезвоженная нефть продолжает течь через сосуд и собирается в коллекторе в верхней части аппарата. Чтобы предотвратить накопление твердых частиц, дегидратор может быть оборудован системой промывки грязью для подъема твердых частиц со дна. Электродегидратор работает полностью заполненным жидкостью и давлением и должен обычно поддерживаться на уровне выше определенного значения, чтобы предотвратить образование пара внутри устройства.

3. Технологическая схема УПН «Пионерный»

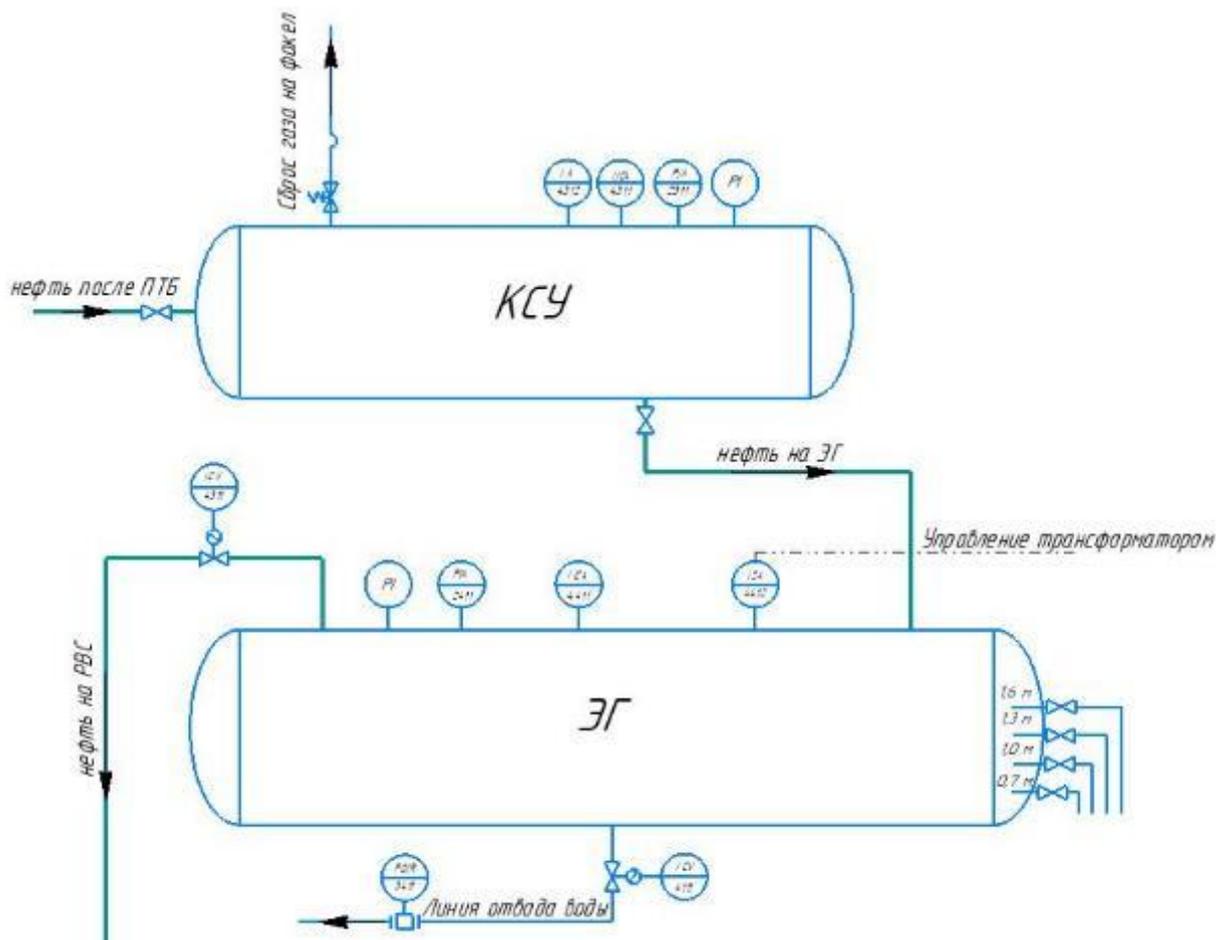


Рис. 4 Технологическая схема участка КСУ-ЭГ

Оперативный учет нефти.

Сырая нефть с давлением 0,3-0,8МПа, поступает на оперативные СИКНС с различных УПСВ, расположенных непосредственно на месторождениях. Для определения массы поступающей нефти используется система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС).

Технологическая схема и состав СИКНС обеспечивают автоматическое измерение за отчетный период объема нефти, приведенного к нормальным условиям, массы брутто, массы нетто, средние значение содержания воды.

В состав СИКНС входят следующие функциональные блоки:

- блок измерительных линий (БИЛ)
- блок измерений показателей качества нефти (БИК)
- блок обработки информации (БОИ) поставка ООО «НПП ТЭК»;

Площадка трехфазных сепараторов.

Нефтяная смесь после узла СИКНС подается на нефтегазовые Сепараторы первой ступени с предварительным сбросом воды, обозначенные как ТФС-1, ТФС-2 через задвижки Аз1, 2н, 1н.

С целью увеличения интенсивности обезвоживания, перед входом в сепараторы предвари-тельного сброса воды ТФС-1,ТФС-2 в трубопровод предусмотрена подача деэмульгатора от БРХ с давлением 0,3-0,8 МПа через задвижку 1а.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

Трехфазный сепаратор представляет собой горизонтальный отстойный аппарат объемом 200м³. Внутри аппарата на уровне 225см расположена перегородка, которая делит аппарат на два отсека (технологический и буферный). Нефтевогазовая смесь поступает в сепараторы через устройство ввода, где плавно подается на верхний уровень жидкой фазы с малым образованием пены и равномерно распределяется по сечению сепаратора перегородкой из просечновытяжного листа. Далее нефть проходит пакеты Л-образных пластин, освобождаясь от газа и поступает в секцию сбора нефти.

Уровень нефти в буферном отсеке в сепараторах ТФС-1,2 поддерживается регуляторами поз. LICA-4112, 4122 в пределах 2000-2900 мм, управляющими клапанами LCV-4111,4121 установленными на линии сброса попутного нефтяного газа, с сигнализацией минимального и максимального уровня.

Уровень воды в сепараторах ТФС-1,2 поддерживается регуляторами поз. LICA-4111, 4121 в пределах 350-2200 мм, управляющими клапанами LDCV-4111, 4121 установленными на линии отвода воды на очистные сооружения, с сигнализацией минимального и максимального уровня.

Уровень нефти в технологическом отсеке в сепараторах ТФС-1,2 поддерживается регуляторами поз. LICA-4111, 4121 в пределах 2200-2900мм с сигнализацией минимального и максимального уровня.

На корпусе аппарата для визуального контроля уровня раздела фаз расположены смотровые краны. Краны находятся на уровне 350, 1800 мм от нижней образующей аппарата на технологическом отсеке и 1100 и 2300 мм на буферном.

Попутный нефтяной газ из аппаратов ТФС-1(ТФС-2) через задвижки №121г(125г) подается на установку осушки газа, либо через задвижки №3г, 4г, 5г (№8г, 9г, 10г) утилизируется на факеле высокого или через задвижки №2г(7г) на факеле

низкого давления. Попутный нефтяной газ из аппаратов ТФС-1(ТФС-2) подается на установку осушки газа, утилизируется на факеле высокого или на факеле низкого давления.

Подтоварная вода по межфазному уровню под собственным давлением подается из сепараторов ТФС-1 (через задвижки №1в, 3в, 4в, 5в, клапан LCV4111) и ТФС-2 (через задвижки №2в, 6в, 7в, 8в, 10в, 11в, через узел замера поз. FQIR-3111а задвижки 10в,11в (FQIR-3111б задвижки 30в,31в) на очистные сооружения.

Для обеспечения контроля качества выхода нефти на трубопроводе нефти после ТФС-1,2 расположен ручной пробоотборник.

В случае вывода в ремонт одного из трехфазных сепараторов, газожидкостная смесь с из коллектора после СИКНС поступает в дублирующий трехфазный сепараторы ТФС-1, либо ТФС-2 через задвижки Аз1, 2н, 1н.

Площадка подогревателей нефти.

Нефть с давлением 0,2-0,8 МПа прошедшая предварительное обезвоживание в сепараторах ТФС-1, ТФС-2 через задвижки Аз40, Аз4, Аз6, Аз8 поступает в подогреватели нефти, представляющие собой печи трубчатые блочные (ПТБ-10). Тепловая мощность печи 10 Гкал/час (11,6 МВт).

В печах происходит, нагрев нефти до 40-50 ° С.

Нагрев происходит за счет сжигания попутного нефтяного газа.

Нефть в печах подогревается до температуры 40-50 0С за счет сжигания попутного нефтяного газа.

Трубчатая печь состоит из трех основных блоков

- теплообменной камеры;
- блок основания печи;
- блок вентиляторного агрегата.
-

В теплообменной камере осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания топливного газа, омывающими наружные поверхности труб секций змеевика, и нагреваемым продуктом, перемещающимся внутри труб змеевика. Применение для змеевика оребренных труб обеспечивает высокую теплоотдачу поверхности нагрева. При своем движении по змеевикам нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех горелках. Сжигание осуществляется с принудительной подачей воздуха радиальным вентилятором с электрическим приводом. в пределах 12:1-17:1. Имеется возможность

поддержания оптимального соотношения воздух-газ с помощью заслонок, находящихся на коллекторе и линиях подачи воздуха к форсункам и частотного регулирования электрического привода вентилятора. теплообменной камере осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания топливного газа, омывающими наружные поверхности труб секций змеевика, и нагреваемым продуктом, перемещающимся внутри труб змеевика. Сжигание осуществляется с принудительной подачей воздуха радиальным вентилятором с электрическим приводом. Также имеется возможность поддержания оптимального соотношения воздух-газ с помощью заслонок, находящихся на коллекторе и линиях подачи воздуха к форсункам и частотного регулирования электрического привода вентилятора.

Система управления печью позволяет осуществлять дистанционный пуск печи, подготовку печи к пуску, вентиляцию внутреннего объема теплообменной камеры, розжиг запальных горелок и камер сгорания по заданной программе, вывод печи на базовый режим, работу печи в базовом режиме, аварийный останов печи при недопустимых отклонениях технологических параметров, останов печи оператором.

Схемой предусмотрена возможность подачи на вход установки «горячей» нефти после электродегидраторов насосом Н-7(8), расположенным в насосной внутренней перекачки. Одновременно в работе может находиться одна или несколько печей. Количество одновременно работающих печей определяется температурным режимом работы установки (+45-+50 °С)

Площадка электродегидраторов

Горячая нефть после печей ПТБ через задвижки 9н,10н поступает в сепараторы концевой ступени сепарации КСУ-1, КСУ-2, где происходит ее полное разгазирование. Выделившийся попутный нефтяной газ утилизируется на факеле низкого давления.

Нефть из сепараторов КСУ-1, КСУ-2 за счет разности высотных отметок сливается через задвижки 11н,12н,14н,15н в электродегидраторы ЭГ-1, ЭГ-2, где происходит дальнейшее обезвоживание нефти.

Технологической площадкой предусмотрено, что сепараторы ксу находятся прямо над электродегидраторами. За счет разности высотных отметок, нефть сливается в электродегидраторы обозначаемые как ЭГ-1, ЭГ-2.

Электродегидратор представляет собой горизонтальный отстойный аппарат, в котором на подвесных изоляторах закреплены электроды решетчатой конструкции, подсоединенные к высоковольтной обмотке трансформатора. Питание трансформатора осуществляется от сети с напряжением $V=380$ В.

Система питания электродегидратора состоит (СПЭ) состоит из источника питания высоко-вольтного (ИПМ-25/15) и блока управления (БУ), изолятор проходной фторопластовый ИПФ-25 предназначен для ввода высокого выходного напряжения от ИПМ в электродегид-ратор.

СПЭ обеспечивает:

- питание технологической нагрузки высоким напряжением;
- безаварийную работу при коротких замыканиях;
- плавное регулирование выходного напряжения;
- автоматическую регулировку уровня раздела фаз в электродегидраторе. (уровень воды – нижние электроды) и в зоне сильной напряженности междуэлектродного пространства.

Нефть подается в электродегидратор через маточник, обеспечивающий равномерное поступление ее по всему сечению аппарата. Для более эффективной работы электродегидратора, необходимо поддерживать уровень воды на высоте 200-300 мм выше маточника. В этом случае эмульсия нефти проходит слой отстоявшейся воды, где происходит водная промывка эмульсии и отделение пластовой воды. Затем эмульсия подвергается обработке в зоне слабой напряженности электрического поля (уровень воды – нижние электроды) и в зоне сильной напряженности междуэлектродного пространства.

В процессе обессоливания очень важно контролировать следующие параметры работы электродегидраторов:

- давление, чтобы не допустить вскипания нефти и образования газовой подушки,
- уровень воды, чтобы поддерживать между водой и нижним электродом аппарата фиксированное расстояние – низкий уровень воды уменьшает напряженность электрического поля вокруг нижнего электрода и ухудшает качественные показатели процесса обессоливания, а при повышении уровня возможно замыкание нижнего электрода на корпус электродегидратора.

Контроль давления в аппаратах ЭГ-1, 2 осуществляется по приборам поз. РІА 2411, 2421 с сигнализацией максимального и минимального давления.

Уровень воды в ЭГ-1,2 поддерживается регуляторами поз. LICA-4411, 4421 управляющими клапанами на линии отвода пластовой воды на очистные сооружения, с сигнализацией минимального и максимального значений.

Нормальная работа электродегидратора возможна только при полном заполнении его нефтью и отсутствия газовой «подушки». С этой целью регулирование уровня производится в КСУ-1,2 расположенным на отметке выше ЭГ-1,2 и обеспечивающем полное их заполнение нефтью, а также отвод газовой фазы из ЭГ-1, 2 в КСУ-1,2.

Для визуального контроля за уровнем воды в электродегидраторе, на корпусе аппарата имеются смотровые краны, расположенные на отметках 700, 1000, 1300, 1600 мм от нижней образующей аппарата.

Для обеспечения контроля качества нефти на трубопроводах выхода нефти из ЭГ-1,2 имеются автоматические влагоанализаторы и ручные пробоотборники.

Подтоварная вода из ЭГ-1 через задвижки 17в,18в,19в, клапан LCV4411 и ЭГ-2 через задвижки №13в,14в,15в, клапан LCV4421 и через 20в,21в,22в, клапан LCV4121 поступает на узел учета FQIR-3411a(FQIR-3411b) через задвижки №25в,27в,26в,28в,29в и далее на очистные сооружения. Для обеспечения контроля качества подтоварной воды на выходе из ЭГ-1,2 имеются ручные пробоотборники.

Отделившийся попутный газ с КСУ-1 через задвижку №58г, КСУ-2 через задвижку №54г утилизируется на факеле низкого давления

После электродегидраторов ЭГ-1,2 нефть поступает в технологические резервуары РВС-7,8.

Резервуары нефти

Ввод нефти в РВС №7(8) производится через распределительный коллектор, расположенный на отметке +1000 мм от днища резервуара, в водяную подушку для окончательной промывки. С этой целью граница раздела фаз в РВС-7(8) поддерживается на уровне 1500-4000 мм от днища резервуара. Из резервуаров РВС-7,8 нефть по линии перетока с отметки 7 м, из резервуаров РВС-15,16 с отметки 6м поступает в резервуары РВС 9-14. Из резервуаров №9-16 нефть поступает в приемный коллектор насосов внешней перекачки и далее, пройдя узел системы измерений количества и параметров сырой нефти (СИНКС-7), в нефтепровод Васюган-Раскино.

4. Расчет КСУ

4.1 Технологический расчет КСУ

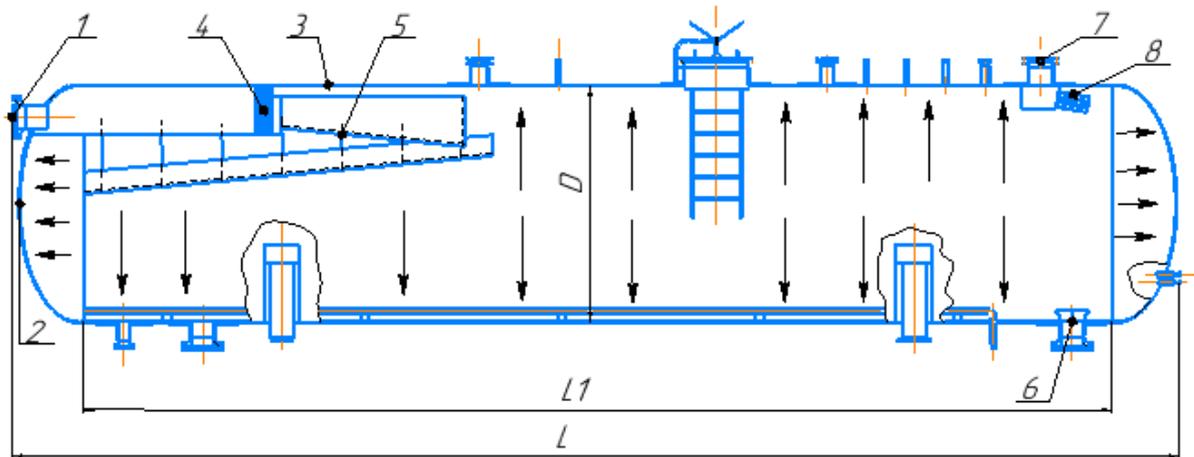


Рис. 5 - Расчетная модель концевой сепарационной установки

1-штуцер ввода нефти 2-эллиптическая крышка; 3-цилиндрическая обейчайка; 4-распределительное устройство; 5-наклонные желоба 6-штуцер вывода нефти; 7-штуцер выхода газа; 8-каплеотбойник

Исходные данные:

по регламенту УПН "Пионерный" [6]

Расход нефти:

$$G_{\text{нефти}} := \frac{237}{3600} = 0.066 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расход газа:

$$G_{\text{газа}} := \frac{1440}{3600} = 0.4 \text{ м}^3/\text{с}$$

Степень обводненности:

$$\epsilon := 0.1$$

Рабочее давление:

$$P_{\text{раб}} := 1.4 \text{ Мпа}$$

Плотность нефти

$$\rho_{\text{среды}} := 856.9 \text{ кг/м}^3$$

Подсчитаем количество газа, выделяемое на второй ступени сепарации (см. Рисунок 6)

Где,

$$\Gamma_0 := 2 \text{ - м}^3/\text{м}^3 \text{ - газовый фактор;}$$

$$\alpha_1 := 0.1 \text{ м}^3/[(\text{кгс/см}^2) \cdot \text{м}^3] \text{ - коэффициент растворимости газа в воде и в нефти;}$$

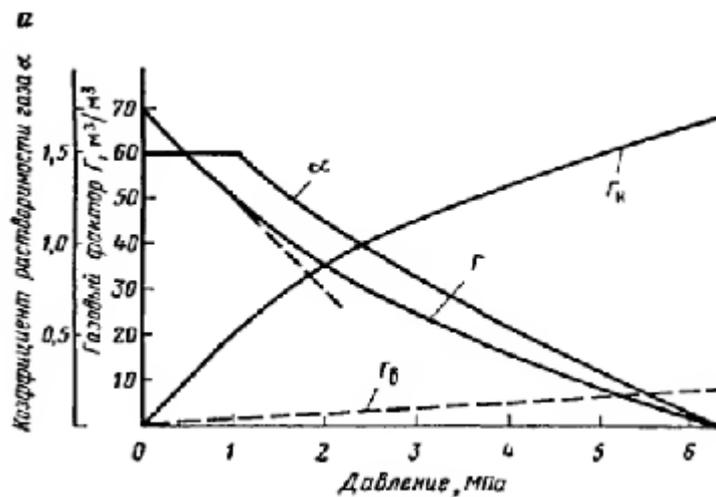


Рис. 6 - Изотермы растворимости газа

Выделившееся количества газа вычисляем по формуле:

$$G_{\text{газа}} := G_0 \cdot (1 - \epsilon) \cdot G_{\text{нефти}} - 10\alpha_1 \cdot P_{\text{раб}} \cdot (1 - \epsilon) \cdot G_{\text{нефти}} = 0.036 \text{ м}^3/\text{с}$$

SR - коэффициент стройности сепаратора.

SR для стандартных сепараторов 3.5-5.

Принимаем SR=5

$$SR := 5$$

Эффективная длина сепаратора равна 3/4 от общей длины сепаратора, граница раздела газ проходит через его середину, отсюда получаем следующее выражение ($t_{\text{нефть}} := 10$ минут):

Диаметра сепаратора в зависимости от времени удержания газонефтяной смеси в сепараторе:

$$D_p := \sqrt[3]{\frac{8 \cdot t_{\text{нефть}} \cdot G_{\text{нефти}} \cdot 60}{\frac{3}{4} \cdot SR \cdot \pi}} = 2.993$$

m - расчетный диаметр сепаратора;

$$L_p := D_p \cdot SR = 14.967$$

m - расчетная длина сепаратора;

Принимаем по ТУ 8351-076-002117298-96 сепаратор нефтегазовый типа НГС, с характеристиками:

$$D_{\text{внут}} := 3000 \text{ мм} - \text{внутренний диаметр аппарата};$$

$$V_{\text{аппарата}} := 100 \text{ м}^3 - \text{объем аппарата};$$

$L_{\text{сепаратора}} := 15.5$ м - длина сепаратора;

4.2 Механический расчет КСУ

Исходные данные:

Материал-Сталь 09Г2С

Скорость коррозии стали 09Г2С:

$\Pi := 0.1$ мм/ГОД

Внутренний диаметр:

$D_{\text{внут}} := 3000$ мм

Степень заполнения аппарата рабочей средой:

$\nu := 0.75$

Расчетная температура:

$T_{\text{расч}} := 40$ °С

Рабочее давление:

$P_{\text{раб}} := 1.4$ МПа

Допускаемое напряжение при $t=20$ °С:

$\sigma_{20} := 196$ МПа

Допускаемое напряжение стали при рабочей температуре:

$\sigma_t := 191.25$ МПа

Срок эксплуатации аппарата:

$T := 20$ лет

Плотность эмульсии:

$\rho_{\text{среды}} = 856.9$ кг/м³

Плотность воды:

$\rho_{\text{воды}} := 998$ кг/м³

Предел текучести при $t=20$ °С:

$R_{e.20} := 300$ МПа

Коэффициент запаса прочности по пределу текучести:

$n_T := 1.1$

Коэффициент номинального уменьшения:

$$\eta := 0.9$$

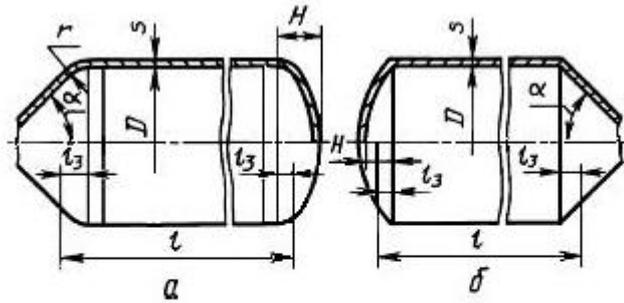
Ускорение свободного падения:

$$g := 9.81 \text{ м/с}^2$$

Коэффициент прочности сварного шва:

$$\varphi := 1$$

4.2.1 Расчет толщины стенки обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением.



а - обечайка с отбортованными днищами; б - обечайка с неотбортованными днищами

Рис. 7 - Гладкие обечайки с выпуклыми или коническими днищами

Расчетные параметры:

Расчет ведем по ГОСТ. [7]

Расчет допускаемого напряжения, МПа:

- Для рабочего состояния:

$$\sigma_{20} := \text{Floor}(\eta \cdot \sigma_{20}, 0.5) = 176 \text{ МПа}$$

- При гидравлических испытаниях:

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

Расчетное значение внутреннего избыточного давления:

$$P_{расч} := P_{раб} + \frac{(\rho_{среды} \cdot g \cdot \nu \cdot D_{внут})}{10^8} = 1.589 \text{ МПа}$$

где

$P_{раб}$ - рабочее расчетное давление в аппарате;

$\rho_{среды}$ - плотность нефти;

V - степень заполнения аппарата;

g - ускорение свободного падения;

$D_{\text{внут}}$ -внутренний диаметр аппарата;

Давление при испытании:

$$P_{\text{исп}} := 1.25 \cdot P_{\text{раб}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} = 1.61 \quad \text{МПа}$$

$$P_{\text{исп.расч}} := P_{\text{исп}} + \frac{(\rho_{\text{воды}} \cdot g \cdot D_{\text{внут}})}{10^8} = 1.904 \quad \text{МПа}$$

Прибавка на компенсацию коррозии:

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

Модуль упругости для при расчётной температуре:

$$E_{40} := 1.97 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости при $t=20$ °С

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

Вычислим толщину стенки:

Расчёт толщины стенки цилиндрической обечайки при рабочих условиях и при гидравлическом испытании определяется по формулам:

-при расчетном давлении:

$$s_{\text{раб.расч}} := \frac{P_{\text{расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi - P_{\text{расч}}} = 12.516 \quad \text{мм}$$

- при давлений гидравлических испытаниях:

$$s_{\text{исп.расч}} := \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_{\text{и}} \cdot \varphi - P_{\text{исп.расч}}} = 10.518 \quad \text{мм}$$

где

$P_{расч}$, $P_{исп.расч}$ -давление рабочее расчетное и при гидроистыпаниии;

$D_{внут}$. исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение ;

ϕ - коэффициент сварного шва.

Принимаем действительную толщину цилиндрической обечайки.

$$s_{расч.обечайки} := \max(s_{раб.расч}, s_{исп.расч}) = 12.516 \text{ мм}$$

$$s_{обечайки.действ} := \text{ceil}(s_{расч.обечайки} + c_1) = 15 \text{ мм}$$

Принимаем из стандартного ряда

$$s_{обечайки.действ} := 16 \text{ мм}$$

Проверка условия применения формул:

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

$$Prov_1 = \text{"условие применения формул выполняется"}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

Согласно ГОСТ [7]:

$$[p] = \frac{2[\sigma] \phi_p (s - c)}{D + (s - c)}$$

s– исполнительная толщина обечайки;

D- исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

$\sigma_{и}$ -допускаемое напряжение при условиях испытания;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c- поправка на коррозию;

- при рабочих условиях:

$$P_{доп.рабоч.об} = 1.777 \text{ МПа}$$

- при условиях испытания:

$$P_{\text{доп.испыт.об}} = 2.532 \text{ МПа}$$

Проверка выполнения условия прочности:

-в рабочих условиях.

$$U_{\text{проч.раб.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.рабоч.об}} \geq P_{\text{расч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.рабоч.об}} < P_{\text{расч}} \end{cases}$$

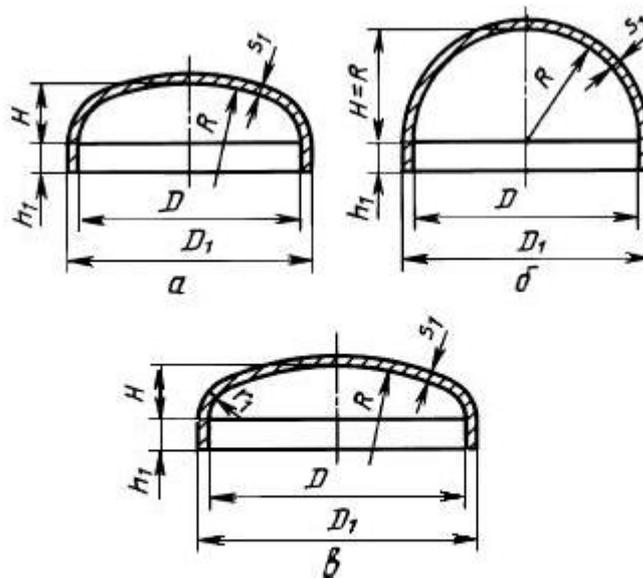
$$U_{\text{проч.раб.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

-в условиях испытания.

$$U_{\text{проч.исп.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.испыт.об}} \geq P_{\text{расч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.испыт.об}} < P_{\text{расч}} \end{cases}$$

$$U_{\text{проч.исп.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

4.2.2 Расчет выпуклой (эллиптической) крышки.



а - эллиптическое днище; б - полусферическое днище; в - торосферическое днище

Рис. 8 - Расчетные схемы различных крышек.

Радиус кривизны в вершине днища:

$$R := D_{\text{внут}}$$

для эллиптических днищ с

$$H := 0.25D_{\text{внут}}$$

$$H = 750 \text{ мм}$$

$$K_3 := 0.9$$

Вычислим толщину эллиптической крышки:

$$S_{\text{р.эллип.крышки}} := \max\left(\frac{P_{\text{расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_t \cdot \varphi - 0.5 P_{\text{расч}}}, \frac{P_{\text{исп.расч}} \cdot D_{\text{внут}}}{2 \cdot \sigma_{\text{и}} \cdot \varphi - 0.5 P_{\text{исп.расч}}}\right) = 12.49 \text{ мм}$$

где

$P_{\text{раб.расч}}$, $P_{\text{исп.расч}}$ – давление рабочее расчетное, давление испытаний;

$D_{\text{внут}}$ – исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t – допускаемое напряжение при рабочей температуре;

$\sigma_{\text{и}}$ – допускаемое напряжение при условиях испытаний;

φ – коэффициент сварного шва;

Исполнительная толщина стенки крышки, мм:

$$s_{\text{эллип.крышки}} := \text{ceil}(S_{\text{р.эллип.крышки}} + c_1) = 15 \text{ мм}$$

$$s_{\text{эллип.крышки}} := 16 \text{ мм}$$

Проверка условия применения формул для эллиптических крышек:

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

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

Расчет допускаемого давления.

Согласно ГОСТ [7]:

$$[p] = \frac{2[\sigma]\varphi_p(s-c)}{D+(s-c)}$$

s – исполнительная толщина обечайки;

D – исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t – допускаемое напряжение при рабочей температуре;

$\sigma_{и}$ -допускаемое напряжение при условиях испытания;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c- поправка на коррозию;

- при рабочих условиях:

$$P_{\text{доп.рабоч.кр}} = 1.781 \text{ МПа}$$

- при условиях испытания:

$$P_{\text{доп.испыт.кр}} = 2.537 \text{ МПа}$$

Проверка выполнения условия прочности:

-в рабочих условиях.

$$U_{\text{проч.раб.кр.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.рабоч.кр}} \geq P_{\text{расч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.рабоч.кр}} < P_{\text{расч}} \end{cases}$$

$$U_{\text{проч.раб.кр.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

- в условиях испытания.

$$U_{\text{проч.исп.кр.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.испыт.кр}} \geq P_{\text{расч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{доп.испыт.кр}} < P_{\text{расч}} \end{cases}$$

$$U_{\text{проч.исп.кр.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

4.2.3 Расчет штуцеров

Технологический расчет штуцеров

$$Q_{н} := 237 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{Расход нефти;}$$

$$Q_{г} := 424 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{Расход газа;}$$

Вычислим диаметр штуцеров:

$$d_y = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \omega}}$$

где ω - скорость движения нефти, $\omega := 1 \text{ м/с}$

ω_1 - скорость движения газа, $\omega_1 := 2 \text{ м/с}$

Штуцер для выхода газа:

$$d_y := \sqrt{\frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot \omega \cdot 3600}} = 0.29 \text{ м}$$

Dy=300 мм

Штуцер для ввода и вывода нефти

$$d_{\text{вв}} := \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\Gamma}}{\pi \cdot \omega_1 \cdot 3600}} = 0.274 \text{ м}$$

Dy=300 мм

Остальные диаметры штуцеров принимаем конструктивно, исходя из функционального назначения.

4.2.3.1 Расчет укрепления отверстий в обечайках при внутреннем давлении

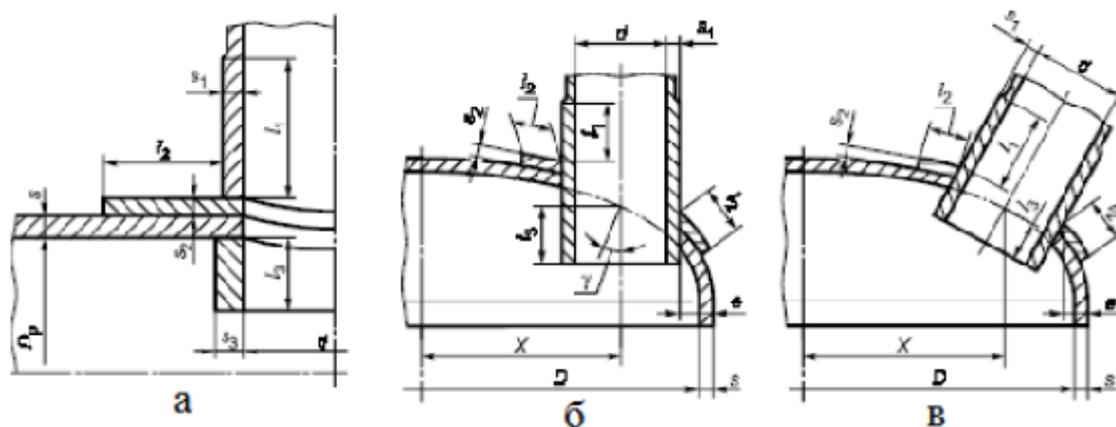


Рис. 9 - Схема соединения штуцера со стенкой сосуда; б, в - смещение штуцера на выпуклой крышке.

Расчет укрепления отверстий ведем по ГОСТ [8].

Внутренние диаметры штуцеров:

$$d_1 := 800 \text{ мм}$$

$$d_2 := 300 \text{ мм}$$

$$d_3 := 200 \text{ мм}$$

$$d_4 := 150 \text{ мм}$$

$$d_5 := 100 \text{ мм}$$

$$d_6 := 50 \text{ мм}$$

Расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища:

$$x_1 := 1100_{\text{мм}}$$

$$x_2 := 900_{\text{мм}}$$

$$x_3 := 1000_{\text{мм}}$$

Вычислим диаметры:

-для цилиндрической обечайки:

$$D_{\text{р.обеч}} := D_{\text{внут}} = 3000 \text{ мм}$$

-для эллиптической крышки:

$$D_{\text{р.д.1}} := 2 \cdot D_{\text{внут}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_1}{D_{\text{внут}}}\right)^2} = 4634.652 \text{ мм}$$

$$D_{\text{р.д.2}} := 2 \cdot D_{\text{внут}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_2}{D_{\text{внут}}}\right)^2} = 5126.402 \text{ мм}$$

$$D_{\text{р.д.3}} := 2 \cdot D_{\text{внут}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_3}{D_{\text{внут}}}\right)^2} = 4898.979 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр штуцеров определяется по формуле:

$$d_{\text{расч}} := d + 2 \cdot c$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

c - поправка на коррозию

-для обечайки:

$$d_{\text{р1}} := d_1 + 2c_1 = 804 \text{ мм}$$

$$d_{\text{р2}} := d_2 + 2c_1 = 304 \text{ мм}$$

$$d_{\text{р3}} := d_3 + 2c_1 = 204 \text{ мм}$$

$$d_{\text{р4}} := d_4 + 2c_1 = 154 \text{ мм}$$

$$d_{\text{р5}} := d_5 + 2c_1 = 104 \text{ мм}$$

$$d_{p6} := d_6 + 2c_1 = 54 \text{ мм}$$

-для эллиптической крышки:

$$d_{p7} := \frac{(d_2 + 2c_1)}{\sqrt{1 - 2 \cdot \left(\frac{x_1}{D_{p.d.1}}\right)^2}} = 322.723 \text{ мм}$$

$$d_{p8} := \frac{(d_6 + 2c_1)}{\sqrt{1 - 2 \cdot \left(\frac{x_2}{D_{p.d.2}}\right)^2}} = 55.746 \text{ мм}$$

$$d_{p9} := \frac{(d_6 + 2c_1)}{\sqrt{1 - 2 \cdot \left(\frac{x_3}{D_{p.d.3}}\right)^2}} = 56.401 \text{ мм}$$

4.2.3.2 Расчет толщины стенок

Расчетные толщины стенок укрепляемых элементов определяют в соответствии с ГОСТ [8].

Расчетная толщина стенки:

$$S_{шт} := \frac{P_{расч} \cdot (d_1 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}$$

где

$P_{расч}$ - давление рабочее расчетное;

$D_{вн}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

φ - коэффициент сварного шва;

c_1 - поправка на коррозию;

Для шутцера $d=800$ мм

$$s_{шт, Ду800.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_1 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_1 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 3.354 \text{ мм}$$

Для шутцеров $d=300$ мм

$$s_{штуц, Ду300.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_2 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_2 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 1.268 \text{ мм}$$

Для штуцера $d=200$ мм

$$s_{штуц, Ду200.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_3 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_3 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 0.851 \text{ мм}$$

Для штуцеров $d=150$ мм

$$s_{штуц, Ду150.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_4 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_4 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 0.642 \text{ мм}$$

Для штуцера $d=100$ мм.

$$s_{штуц, Ду100.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_5 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_5 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 0.434 \text{ мм}$$

Для штуцеров $d=50$ мм

$$s_{штуц, Ду50.p} := \max \left[\frac{P_{расч} \cdot (d_6 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_t - P_{расч})}, \frac{P_{исп.расч} \cdot (d_6 + 2c_1)}{(2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{и} - P_{исп.расч})} \right] = 0.225 \text{ мм}$$

Принимаем штуцера по АТК [9]

$$s_{штуц, Ду800} := 7 \text{ мм.}$$

$$s_{штуц, Ду300} := 5 \text{ мм.}$$

$$s_{штуц, Ду200} := 5 \text{ мм.}$$

$$s_{штуц, Ду150} := 4 \text{ мм.}$$

$$s_{штуц, Ду100} := 4 \text{ мм.}$$

$$s_{штуц, Ду50} := 3.5 \text{ мм.}$$

4.2.3.3 Расчетные длины штуцеров

$$l_1 := 300 \text{ мм - принимаем исполнительную длину внешней части штуцера.}$$

$$l_2 := 100 \text{ мм - принимаем исполнительную длину внутренней части штуцера.}$$

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующего в укреплении отверстий учитываемые при расчете:

$$l_{штг} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d + 2c_1) \cdot (s_{штг} - c_1)} \right]$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

$s_{шт}$ - исполнительная толщина штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

l_1 - исполнительная длина вылета штуцера.

Расчет ведем по ГОСТ [8]

-для штуцера Ду800:

$$l_{1р.штуц,800} = 79,254 \text{ мм}$$

$$l_{2р.штуц,800} = 31,702 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.штуц,Ду800} := \text{ceil}(\max(l_{1р.штуц,Ду800}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.штуц,Ду800} := \text{ceil}(\max(l_{2р.штуц,Ду800}, l_2)) = 100 \text{ мм}$$

-для штуцера Ду300:

$$l_{1р.штуц,300} = 37,749 \text{ мм}$$

$$l_{2р.штуц,300} = 15,1 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.штуц,Ду300} := \text{ceil}(\max(l_{1р.штуц,Ду300}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.штуц,Ду300} := \text{ceil}(\max(l_{2р.штуц,Ду300}, l_2)) = 100 \text{ мм}$$

-для штуцера Ду200:

$$l_{1р.штуц,200} = 30,923 \text{ мм}$$

$$l_{2р.штуц,200} = 12,369 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.штуц,Ду200} := \text{ceil}(\max(l_{1р.штуц,Ду200}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.штуц,Ду200} := \text{ceil}(\max(l_{2р.штуц,Ду200}, l_2)) = 100 \text{ мм}$$

-для штуцера Ду150:

$$l_{1р.штуц,150} = 21,937 \text{ мм}$$

$$l_{2р.штуц,150} = 8,775 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1\text{штуц, Ду150}} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{р.штуц, Ду150}}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{штуц, Ду150}} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{р.штуц, Ду150}}, l_2)) = 100 \text{ мм}$$

-для штуцера Ду100:

$$l_{1\text{р.штуц, 100}} = 18,028 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{р.штуц, 100}} = 7,211 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1\text{штуц, Ду100}} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{р.штуц, Ду100}}, l_1)) = 300 \text{ мм.}$$

$$l_{2\text{штуц, Ду100}} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{р.штуц, Ду100}}, l_2)) = 100 \text{ мм.}$$

-для штуцера Ду50:

$$l_{1\text{р.штуц, 50}} = 11,25 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{р.штуц, 50}} = 4,5 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1\text{штуц, Ду50}} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{р.штуц, Ду50}}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{штуц, Ду50}} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{р.штуц, Ду50}}, l_2)) = 100 \text{ мм}$$

4.2.3.4 Расчет ширины

Ширину зоны укрепления в обечайках, переходах и днищах вычисляют по формуле:

$$L_{0\text{расч}} := \sqrt{D_{\text{р.обеч}} \cdot (s_{\text{обечайки, действ}} - c_1)}$$

-для цилиндрической обечайки:

$$L_{0\text{цилинд}} = 204,939 \text{ мм}$$

-для эллиптической крышки:

$$L_{0\text{эллипт.1}} = 254,726 \text{ мм}$$

$$L_{0\text{эллипт.2}} = 267,899 \text{ мм}$$

$$L_{0\text{эллипт.3}} = 261,889 \text{ мм}$$

Для укрепления накладным кольцом принимаем:

$$l_{\text{р.цилиндр}} := L_{0\text{цилиндр}} = 204,939 \text{ мм}$$

Расчетную ширину накладного кольца вычисляют по формуле:

$$l_{2p} = \min \left\{ l_2; \sqrt{D_p(s_2 + s - c)} \right\}.$$

$$l_{2p.\text{цилиндр}} = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2p.\text{эллипт.1}} = 350,387 \text{ мм}$$

$$l_{2p.\text{эллипт.2}} = 368,507 \text{ мм}$$

$$l_{2p.\text{эллипт.3}} = 360,24 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{\text{цилиндр}} := 310_{\text{мм.}}$$

$$l_{\text{эллипт.}} := 230_{\text{мм.}}$$

Отношения допускаемых напряжений

$$\sigma_1 := \sigma_t$$

$$\sigma_2 := \sigma_t$$

$$\sigma_3 := \sigma_t$$

-для внешней части штуцера

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

-для накладного кольца

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

-для внутренней части штуцера

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

Расчетный диаметр отверстия, не требующий дополнительного укрепления

Согласно ГОСТ [6]

$$d_{\text{ор}} = 0,4 \sqrt{D_p(s - c)}.$$

-для цилиндрической обечайки:

$$d_{\text{ор.цилинд}} = 81,976 \text{ мм}$$

-для эллиптической крышки:

$$d_{\text{ор.эллипт.1}} = 81,976 \text{ мм}$$

$$d_{\text{ор.эллипт.2}} = 107,159 \text{ мм}$$

$$d_{\text{ор.эллипт.3}} = 104,755 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующего укрепления, для сосудов под внутренним избыточным давлением:

$$d_o = 2 \left(\frac{s-c}{s_p} - 0,8 \right) \sqrt{D_p(s-c)}$$

$$d_{\text{о.цилинд}} = 130,58 \text{ мм}$$

$$d_{\text{о.эллипт.1}} = 163,491 \text{ мм}$$

$$d_{\text{о.эллипт.2}} = 171,946 \text{ мм}$$

$$d_{\text{о.эллипт.3}} = 168,089 \text{ мм}$$

$$Usl_{\text{ukr1}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется" if } (d_{p1} \leq d_{\text{о.цилинд}}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия" otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{\text{ukr1}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

$$Usl_{\text{ukr2}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется" if } (d_{p2} \leq d_{\text{о.цилинд}}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия" otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{\text{ukr2}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

$$Usl_{\text{ukr3}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется" if } (d_{p3} \leq d_{\text{о.цилинд}}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия" otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{\text{ukr3}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

$$Usl_{\text{ukr4}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется" if } (d_{p4} \leq d_{\text{о.цилинд}}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия" otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{\text{ukr4}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

$$U_{sl_{ukr5}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } (d_{p5} \leq d_{o.цилиндр}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$U_{sl_{ukr5}} = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

$$U_{sl_{ukr6}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } (d_{p6} \leq d_{o.цилиндр}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$U_{sl_{ukr6}} = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

$$U_{sl_{ukr7}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } (d_{p7} \leq d_{o.эллипт.1}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$U_{sl_{ukr7}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$

$$U_{sl_{ukr8}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } (d_{p8} \leq d_{o.эллипт.3}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$U_{sl_{ukr8}} = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

$$U_{sl_{ukr9}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } (d_{p9} \leq d_{o.эллипт.3}) \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$U_{sl_{ukr9}} = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

Укрепление отверстий не требуется для штуцера Ду50.

Условие укрепления одиночных отверстий

Согласно ГОСТ [8]:

$$l_{1p}(s_1 - s_{1p} - c_s)\chi_1 + l_{2p}s_2\chi_2 + l_{3p}(s_3 - c_s - c_{s1})\chi_3 + l_p(s - s_p - c) \geq \geq 0,5(d_p - d_{op})s_p.$$

Принимаем укрепление штуцеров накладным кольцом:

-для штуцера Ду800:

$$A_{1_800} := l_{1p.штуц.Ду800} \cdot (s_{штуц.Ду800} - s_{штуц.Ду800.p} - c_1) \cdot \chi_1 = 130.433 \text{ мм}$$

$$A_{2_800} := l_{2p.цилиндр} \cdot s_{2.цилиндр.обеч} \cdot \chi_2 = 4.8 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_800} := l_{2p.штуц.Ду800} \cdot (s_{штуц.Ду800} - s_{штуц.Ду800.p} - c_1) \cdot \chi_3 = 52.173 \text{ мм}$$

$$A_{4_800} := l_{p.цилиндр} \cdot (s_{обечайки.действ} - s_{расч.обечайки} - c_1) = 304.163 \text{ мм}$$

$$A_{5_800} := 0.5(d_{p1} - d_{op.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.действ} = 5.776 \times 10^3 \text{ мм}$$

Так как условие укрепления не выполняется, увеличиваем толщину накладного кольца

$$s_{2' \text{ цилиндр.обеч}} := s_{2 \text{ цилиндр.обеч}} + 2 \text{ мм}$$

$$A_{1_800} := l_{1p \text{ штуц. Ду800}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду800}} - s_{\text{штуц. Ду800.p}} - c_1) \cdot \chi_1 = 130.433 \text{ мм}$$

$$A_{2_800} := l_{2p \text{ цилиндр}} \cdot s_{2' \text{ цилиндр.обеч}} \cdot \chi_2 = 5.4 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_800} := l_{2p \text{ штуц. Ду800}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду800}} - s_{\text{штуц. Ду800.p}} - c_1) \cdot \chi_3 = 52.173 \text{ мм}$$

$$A_{4_800} := l_{p \text{ цилиндр}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - s_{\text{расч.обечайки}} - c_1) = 304.163 \text{ мм}$$

$$A_{5_800} := 0.5(d_{p1} - d_{\text{ор.цилиндр}}) \cdot s_{\text{обечайки.действ}} = 5.776 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$U_{\text{сл.укр1}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_800} + A_{2_800} + A_{3_800} + A_{4_800} \geq A_{5_800} \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.укр1}} = \text{"Условие выполняется"}$$

-для штуцера Ду300:

$$A_{1_300} := l_{1p \text{ штуц. Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду300}} - s_{\text{штуц. Ду300.p}} - c_1) \cdot \chi_1 = 65.371 \text{ мм}$$

$$A_{2_300} := l_{2p \text{ цилиндр}} \cdot s_{2 \text{ цилиндр.обеч}} \cdot \chi_2 = 4.8 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_300} := l_{2p \text{ штуц. Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду300}} - s_{\text{штуц. Ду300.p}} - c_1) \cdot \chi_3 = 26.149 \text{ мм}$$

$$A_{4_300} := l_{p \text{ цилиндр}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - s_{\text{расч.обечайки}} - c_1) = 304.163 \text{ мм}$$

$$A_{5_300} := 0.5(d_{p2} - d_{\text{ор.цилиндр}}) \cdot s_{\text{обечайки.действ}} = 1.776 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$U_{\text{сл.укр2}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.укр2}} = \text{"Условие выполняется"}$$

-для штуцера Ду300 на эллиптической крышке:

$$A_{1_300} := l_{1p \text{ штуц. Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду300}} - s_{\text{штуц. Ду300.p}} - c_1) \cdot \chi_1 = 65.371 \text{ мм}$$

$$A_{2_300} := l_{2p \text{ эллипт.1}} \cdot s_{2 \text{ цилиндр.обеч}} \cdot \chi_2 = 5.606 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_300} := l_{2p \text{ штуц. Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц. Ду300}} - s_{\text{штуц. Ду300.p}} - c_1) \cdot \chi_3 = 26.149 \text{ мм}$$

$$A_{4_300} := l_{p \text{ цилиндр}} \cdot (s_{\text{эллипт.крышки}} - s_{p \text{ эллипт.крышки}} - c_1) = 309.503 \text{ мм}$$

$$A_{5_300} := 0.5(d_{p2} - d_{ор.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.действ} = 1.776 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$\text{Усл}_{укр2э} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{укр2э} = \text{"Условие выполняется"}$$

-для штуцера Ду200:

$$A_{1_200} := l_{р.штуц.Ду200} \cdot (s_{штуц.Ду200} - s_{штуц.Ду200.p} - c_1) \cdot \chi_1 = 66.452 \text{ мм}$$

$$A_{2_200} := l_{р.цилиндр} \cdot s_{2.цилиндр.обеч} \cdot \chi_2 = 4.8 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_200} := l_{р.штуц.Ду200} \cdot (s_{штуц.Ду200} - s_{штуц.Ду200.p} - c_1) \cdot \chi_3 = 26.581 \text{ мм}$$

$$A_{4_200} := l_{р.цилиндр} \cdot (s_{обечайки.действ} - s_{расч.обечайки} - c_1) = 304.163 \text{ мм}$$

$$A_{5_200} := 0.5(d_{p3} - d_{ор.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.действ} = 976.195 \text{ мм}$$

$$\text{Усл}_{укр3} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_200} + A_{2_200} + A_{3_200} + A_{4_200} \geq A_{5_200} \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{укр3} = \text{"Условие выполняется"}$$

-для штуцера Ду150:

$$A_{1_150} := l_{р.штуц.Ду150} \cdot (s_{штуц.Ду150} - s_{штуц.Ду150.p} - c_1) \cdot \chi_1 = 29.78 \text{ мм}$$

$$A_{2_150} := l_{р.цилиндр} \cdot s_{2.цилиндр.обеч} \cdot \chi_2 = 4.8 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$A_{3_150} := l_{р.штуц.Ду150} \cdot (s_{штуц.Ду150} - s_{штуц.Ду150.p} - c_1) \cdot \chi_3 = 11.912 \text{ мм}$$

$$A_{4_150} := l_{р.цилиндр} \cdot (s_{обечайки.действ} - s_{расч.обечайки} - c_1) = 304.163 \text{ мм}$$

$$A_{5_150} := 0.5(d_{p4} - d_{ор.цилиндр}) \cdot s_{обечайки.действ} = 576.195 \text{ мм}$$

$$\text{Усл}_{укр4} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_150} + A_{2_150} + A_{3_150} + A_{4_150} \geq A_{5_150} \\ \text{"Требуется увеличить толщину стенки сосуда или штуцера либо накладного кольца"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{укр4} = \text{"Условие выполняется"}$$

4.2.3.5 Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров

Допускаемое внутреннее избыточное давление для штуцеров рассчитывают по формулам:

$$P_{\text{штураб}} := \frac{2 \cdot K \cdot (S - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_t}{D_{\text{р.обеч}} + (S - c_1) \cdot V} \cdot V$$

где

K - коэффициент для цилиндрических и конических обечаек;

S - исполнительная толщина стенки, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

φ - коэффициент прочности сварного шва;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа;

$D_{\text{р.обеч}}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки, мм;

-для штуцера Ду800:

$$w_{800} := \frac{A_{1_800} + A_{2_800} + A_{3_800}}{l_{\text{р.цилиндр}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду800}} - c_1)} + 1$$

$K_1 := 1$ - для цилиндрических обечаек

$K_{1з} := 2$ - для эллиптических крышек

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{1_800} := \min \left(1, \frac{w_{800}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{\text{р1}} - d_{\text{ор.цилиндр}}}{l_{\text{р.цилиндр}}} + K_1 \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c_1}{D_{\text{р.обеч}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{\text{штуц.Ду800}}}{l_{\text{р.цилиндр}}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{\text{штуц,раб_800}} = 3.553 \text{ МПа}$$

-при условиях испытания

$$P_{\text{штуц,исп_800}} = 2,532 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{расч}}) \leq P_{\text{штуц.раб_800}} \\ \text{"Штуцер НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} = \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{штуц.исп_800}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

-для штуцеров Ду300:

$$w_{300} := \frac{A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300}}{l_{\text{р.цилиндр}} \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}} - c_1)} + 1$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{1_300} := \min \left(1, \frac{w_{300}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{\text{р2}} - d_{\text{ор.цилиндр}}}{l_{\text{р.цилиндр}}} + K_1 \cdot \frac{d_2 + 2 \cdot c_1}{D_{\text{р.обеч}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{1.\text{штуц, Ду300}}}{l_{\text{р.цилиндр}}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{\text{штуц.раб_300}} = 1,777 \text{ МПа}$$

-при условиях испытания

$$P_{\text{штуц.исп_800}} = 2,532 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{расч}}) \leq P_{\text{штуц.раб_300}} \\ \text{"Штуцер НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} = \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{штуц.исп_300}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{сл.пр.д.вл.}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

-для штуцеров Ду300 на эллиптической крышке:

$$w_{300} := \frac{A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300}}{l_{\text{р.цилиндр}} \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}} - c_1)} + 1$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{1_300} := \min \left(1, \frac{w_{300}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{p2} - d_{ор.цилиндр}}{l_{р.цилиндр}} + K_{1з} \cdot \frac{d_2 + 2 \cdot c_1}{D_{р.обеч}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{1.штуц.Ду300}}{l_{р.цилиндр}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{штуц,раб_300} = 1,777 \text{ МПа}$$

-при условиях испытания

$$P_{штуц,исп_800} = 2,532 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$U_{сл.прое.давления} := \begin{cases} \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{расч}) \leq P_{штуц,раб_300} \\ \text{"Штуцер НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{сл.прое.давления} = \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

$$P_{штуц,исп_300} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{обечайки,действ} - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_{и}}{D_{р.обеч} + (s_{обечайки,действ} - c_1) \cdot V_{1_300}} \cdot V_{1_300} = 2.532 \text{ МПа}$$

$$U_{сл.прое.давления} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{исп,расч}) \leq P_{штуц,исп_300} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{сл.прое.давления} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

-для штуцеров Ду200:

$$w_{200} := \frac{A_{1_200} + A_{2_200} + A_{3_200}}{l_{р.цилиндр} \cdot (s_{штуц,Ду200} - c_1)} + 1$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{1_200} := \min \left(1, \frac{w_{200}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{p3} - d_{ор.цилиндр}}{l_{р.цилиндр}} + K_1 \cdot \frac{d_3 + 2 \cdot c_1}{D_{р.обеч}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{1.штуц,Ду200}}{l_{р.цилиндр}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{штуц,раб_200} = 1,777 \text{ МПа}$$

-при условиях испытания

$$P_{штуц,исп_200} = 2,532 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$\underline{\text{Усл}_{\text{пр.д.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{расч}}) \leq P_{\text{штуц.раб_200}} \\ \text{"Штуцер НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}}$$

$$\text{Усл}_{\text{пр.д.}} = \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

$$\underline{\text{Усл}_{\text{пр.д.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{штуц.исп_200}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}}$$

$$\text{Усл}_{\text{пр.д.}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

-для штуцеров Ду150:

$$w_{150} := \frac{A_{1_150} + A_{2_150} + A_{3_150}}{l_{\text{р.цилиндр}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду150}} - c_1)} + 1$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{1_150} := \min \left(1, \frac{w_{150}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{\text{р4}} - d_{\text{ор.цилиндр}}}{l_{\text{р.цилиндр}}} + K_1 \cdot \frac{d_4 + 2 \cdot c_1}{D_{\text{р.обеч}}} \cdot \frac{\varphi}{\varphi} \cdot \frac{l_{1.\text{штуц.Ду150}}}{l_{\text{р.цилиндр}}}} \right) = 1$$

-при рабочих условиях

$$P_{\text{штуц.раб_150}} = 1,777 \text{ МПа}$$

-при условиях испытания

$$P_{\text{штуц.исп_150}} = 2,532 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$\underline{\text{Усл}_{\text{пр.д.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{if } (P_{\text{расч}}) \leq P_{\text{штуц.раб_150}} \\ \text{"Штуцер НЕ выдерживает рабочее давление в аппарате"} & \text{otherwise} \end{cases}}$$

$$\text{Усл}_{\text{пр.д.}} = \text{"Штуцер выдерживает рабочее давление в аппарате"}$$

$$\underline{\text{Усл}_{\text{пр.д.}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп.расч}}) \leq P_{\text{штуц.исп_150}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}}$$

$$\text{Усл}_{\text{пр.д.}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

4.2.4 Расчет фланцевого соединения

Расчет фланцевого соединения приведен в приложении Б

Расчет производится согласно ГОСТ[10]

По результатам расчеты были определены следующие параметры:

4.2.4.1 Расчет податливости прокладки

$$y_{п}=3.39 \cdot 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

$$L_{60}= 89 \text{ мм}$$

$$L_6= 100.2 \text{ мм}$$

4.2.4.2 Расчет податливости шпилек

$$y_6=4.69 \cdot 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

4.2.4.3 Расчет параметров фланцев

$$l_0= 84.853 \text{ мм}$$

$$K=1.181$$

$$\beta_T= 1.845$$

$$\beta_u= 1.845$$

$$\beta_Y= 1.845$$

$$\beta_Z= 6.059$$

$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 2.556$$

$$x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot S_0}} = 0.471$$

$$\beta_F= 1.845$$

$$\beta_V= 1.845$$

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.548$$

f=2.5

4.2.4.4 Угловая податливость фланцев

$$y_{\phi} = 2.984 \cdot 10^{-10} \text{ мм/Н}$$

$$y_{\phi H} = 2.368 \cdot 10^{-10} \text{ мм/Н}$$

$$h_{кр} = 50$$

$$\delta_{кр} = 36$$

$$K_{кр} := \frac{D_H}{D_{сп}} = 1.118$$

$$X_{кр} := 0.67 \cdot \frac{[K_{кр}^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K_{кр})) - 1]}{(K_{кр} - 1) \cdot [K_{кр}^2 - 1 + (1.857 \cdot K_{кр}^2 + 1) \cdot \frac{h_{кр}^3}{\delta_{кр}}]} = 3.779 \times 10^{-4}$$

$$y_{кр} := \frac{X_{кр}}{\delta_{кр}^3 \cdot E_{20}} = 3.768 \times 10^{-14}$$

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

$$C_F = 1$$

$$D' = D \text{ т.к.}$$

$$D \geq 20 \cdot S_1 = 1$$

$$b = 30$$

$$e = 0.5 \cdot (D_{сп} - D - S_0)$$

$$e = 18$$

$$\xi := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.539$$

$$S_3 := \xi \cdot S_0 = 13.852$$

$$\gamma = 2.857 \times 10^6$$

$$\alpha = 1.364$$

$$\alpha_M = 0.892$$

$$t_{kp} = t = 40$$

$$Q_t = 5.076 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$P_{\delta 1} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сш}}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сш}}} - Q_t \end{array} \right]$$

$$P_{\delta 1} = -3.675 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{\delta 2} = 9.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{\text{обж}} = 4.513 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{\delta M} := \max(P_{\delta 1}, P_{\delta 2})$$

$$P_{\delta M} = 9.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{\delta p} = 1.052 \times 10^6 \text{ Н}$$

4.2.4.5 Проверка прочности шпилек и прокладки

$$\sigma_{\delta 1} = 92 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\delta 2} = 107.347 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\delta 1} = 92 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\delta 2} = 107.347 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{206} = 230 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\delta, \delta} = 230 \text{ МПа}$$

$$q = 19.814 \text{ МПа}$$

4.2.4.6 Расчет фланцев на статическую прочность

$$M_M = 2.705 \cdot 10^7 \text{ Н*мм}$$

$$M_p = 3.749 \cdot 10^7 \text{ Н*мм}$$

$$\sigma_{0M} = 123.82 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{RM} = 17.025 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{TM} = 94.946 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{0p} = 171.637 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{0MMP} = -15.376 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{0MOP} = 2.857 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{Rp} = 23.599 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{Tp} = 131.612 \text{ МПа}$$

$K_T = 1.3$ при расчете с учетом стесненности температурных деформаций.

При расчете без учета стесненности температурных деформаций $K_T = 1$.

$$\sigma_{0M} = 123.82 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot 3\sigma_{20} = 764.4 \text{ МПа}$$

$$\max \left[\begin{array}{l} |\sigma_{0p} + \sigma_{0MMP}| \\ \sigma_{0p} - \sigma_{0MMP} \\ |0.3\sigma_{0p} + \sigma_{0MOP}| \\ |0.3\sigma_{0p} - \sigma_{0MOP}| \\ 0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP}) \\ |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP})| \end{array} \right] = 187.013$$

$$K_T \cdot 3\sigma_{д.ф} = 690.3 \text{ МПа}$$

$$\theta = 0.011$$

$$\theta_d = 0.07$$

4.2.5 Расчет массы аппарата

Вес аппарата:

Расчет веса корпуса аппарата:

Вес обечайки:

Наружный диаметр цилиндрической обечайки:

$$D_{\text{Н}} := D_{\text{ВНУТ}} + 2s_{\text{обечайки, действ}}$$

Плотность металла:

$$\rho_{\text{мет}} = 7.850 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{\text{Ц}} := \pi \cdot \left[\frac{\left(\frac{D_{\text{Н}}}{10^3} \right)^2 - \left(\frac{D_{\text{ВНУТ}}}{10^3} \right)^2}{4} \right] \cdot L \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 1.518 \times 10^5 \text{ Н}$$

Вес крышки аппарата:

Масса одной эллиптической крышки аппарата с отбортовкой выбирается в соответствии с ГОСТ [12]:

$$m = 640.6 \text{ кг}$$

$$G_{\text{к}} := m \cdot g = 6.284 \times 10^3 \text{ Н}$$

Вес внутренних устройств:

$$G_{\text{у}} := 2000 \cdot g = 1.962 \times 10^4 \text{ Н}$$

Вес корпуса аппарата:

$$G_{\text{кор}} := G_{\text{Ц}} + 2 \cdot G_{\text{к}} + G_{\text{у}} = 1.84 \times 10^5 \text{ Н}$$

Вес жидкости внутри корпуса при гидроиспытаниях:

Занимаемый объем:

$$V_{кр} = 0.8 \text{ м}^2$$

$$V_{жид} := 2 \cdot V_{кр} + \pi \cdot \left(\frac{D_{внут}^2 \cdot 10^{-6}}{4} \right) \cdot L = 93.492 \text{ м}^3$$

$$G_{жид} := V_{жид} \cdot \rho_{воды} \cdot g = 9.153 \times 10^5 \text{ Н}$$

Вес аппарата при гидроиспытаниях:

$$G_{ап2} := G_{кор} + G_{жид} = 1.099 \times 10^6 \text{ Н}$$

Нагрузка от собственной массы :

$$F := G_{ап2} = 1.099 \times 10^6 \text{ Н}$$

$$F = 1.099 \text{ МН}$$

4.2.6 Расчет седлообразной опоры

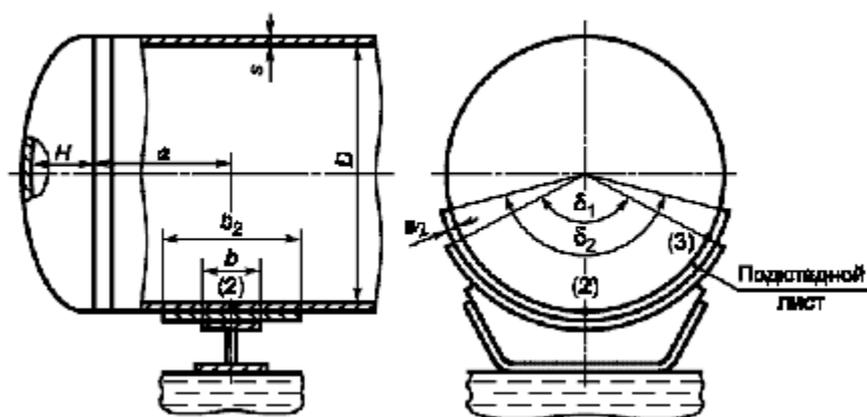


Рис. 10 - Расчетная схема обечайки не подкрепленной кольцами жесткости.

Проверка применимости расчетных формул

$$\delta_1 = 120$$

Угол охвата опорного листа

$$\delta_2 = 150$$

Угол охвата подкладного листа

$$s_2 = 18$$

Толщина подкладного листа

$$H_{кр} = 0.75 \text{ м}$$

$$\text{Пров} := \begin{cases} \text{"Формулы применимы"} & \text{if } \delta_2 \geq \delta_1 + 20 \\ & s_2 \geq s_{обч.действ} \\ \text{"Формулы не применимы"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров} = \text{"Формулы применимы"}$$

4.2.7 Определение расчетных усилий

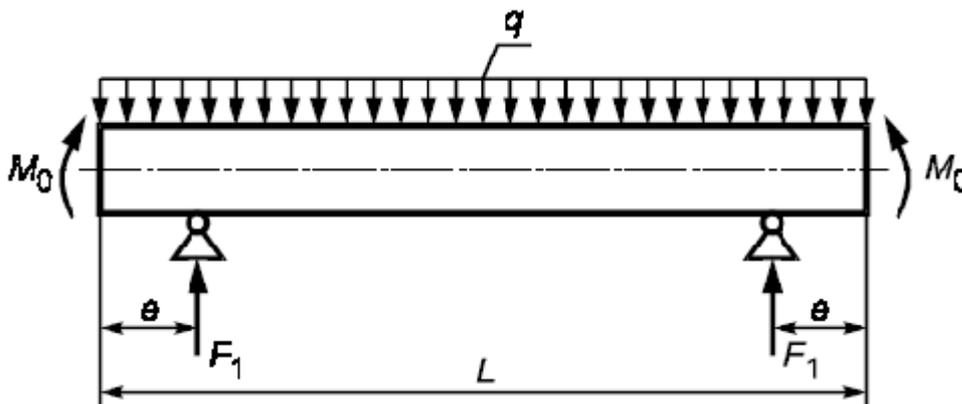


Рис. 11 - Расчетная схема определения усилий

$$q := \frac{G_{ан2}}{L + (H_{кр}) \cdot \frac{4}{3}} = 7.852 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$M_0 := q \cdot \frac{D_H^2 \cdot 10^{-6}}{16} = 4.511 \times 10^4 \text{ Н*м}$$

Нагрузка аппарата на опору:

$$F_1 := \frac{G_{ан2}}{2}$$

$$F_1 = 5.496 \times 10^5 \text{ Н}$$

Определение изгибающих моментов и поперечных усилий.

Расстояние от края цилиндрической обечайки до центра опоры:

$$e = 0.5$$

$$a = 1$$

Момент над опорой:

$$M_1 := \left| \left(\frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 \right) \right| = 3.53 \times 10^4$$

$$M_2 = M_1 = 3.53 \times 10^4 \text{ Н*мм}$$

Максимальный момент между опорами:

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left[\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot (H_{кр}) \right]^2$$

$$M_{12} = 1.144 \times 10^6 \text{ Н*мм}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot (H_{кр})} \cdot F_1$$

$$Q_1 = 4.319 \times 10^5 \text{ Н*мм}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами.

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп.}} := \begin{cases} \text{"Выполняется"} & \text{if } M_{12} > M_1 \\ \text{"Не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп.}} = \text{"Выполняется"}$$

В соответствии с ОСТ 26-2091 подбираем седлообразную опору типа 3 для сосудов и аппаратов диаметром от 2200 до 4000мм, 3-го исполнения с нагрузки на опору от 900 до 1200 кН Геометрическими параметрами приведенными в таблице 1.

Таблица 1. Параметры и размеры опор типа 3, исполнение 3

Размеры, мм														Масса, кг	Масса листа подкладного, кг
Диаметр аппарата, D_B	Допускаемая нагрузка на опору, кН (тс)	S_1	S_2	R	L	L_I	l	l_I	H	H_I	λ	λ_I	кг		
3000	1200	22	25	1520	2540	2660	2560	1246	880	320	2200	1800	457	95	
				1528			2570	1278					458		
				1540			2582	1283					458		

Также примем размеры подкладного листа согласно таблице 2, радиусом R=1540 и толщиной 18мм

Таблица 2. Лист опорный для опор типа 3

3000	12	1520	156,8
	10		130,8
	8		104,7
	14	1528	183,8
	12		157,6
	10		131,5
	8	105,2	
	18	1540	237,9
	16		211,6
	14		185,2
	12		158,9
	10		132,5

450

5. Расчет электродегидратора

5.1 Технологический расчет электродегидратора

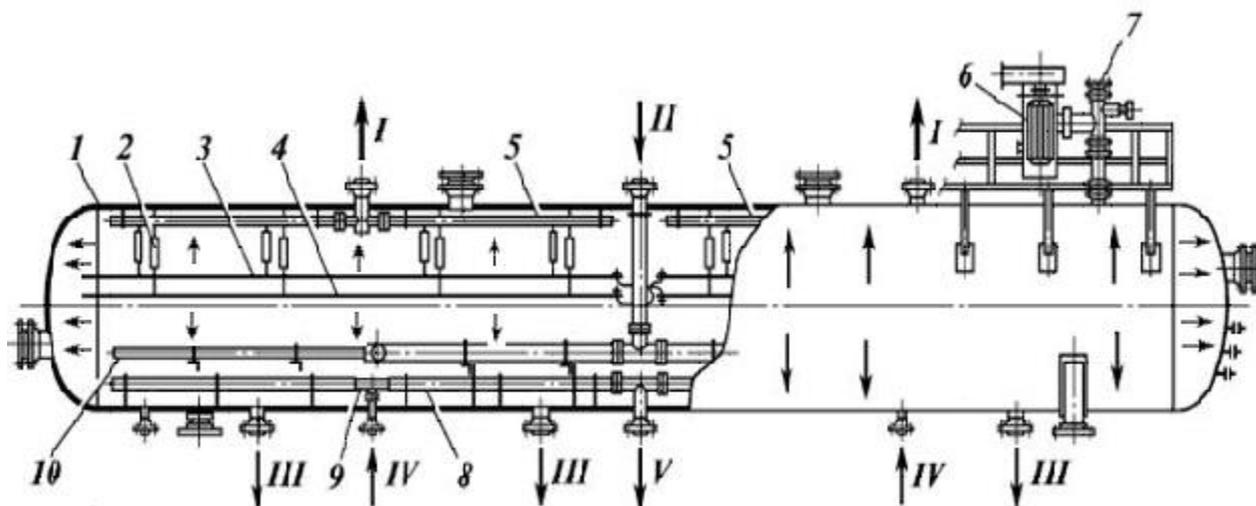


Рис. 12 - Расчетная модель электродегидратора

1-обейчайка; 2-изолятор; 3-верхний электрод; 4-нижний электрод; 5-сборник нефти; 6-трансформатор; 7-ввод высокого напряжения; 8-сборник соленой воды; 9-промывочный коллектор; 10-распределитель нефти; I-выход обессоленной нефти; II-вход нефти; III-удаление шлама; IV-ввод воды на промывку аппарата; V-выход дренажной воды

Приход эмульсии, кг/ч

$$G_{\text{ж}} := 185510 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Плотность нефти, кг/ч

$$\rho_{\text{н}} := 854.9 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Диаметр капель воды, м

$$d := 0.0003 \text{ м}$$

Ускорение свободно падения, м/с²

$$g := 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

Плотность воды,

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

Высота водяного слоя подушки, м

$$h_{\text{в}} := 1 \text{ м}$$

Динамическая вязкость, Па · с

$$\mu := 4.241 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Объемный расход эмульсии, м³/ч

$$V_{\text{ж}} := \frac{G_{\text{ж}}}{\rho_{\text{н}}} = 216.996 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Примем к установке электродегидратора типа ЭГ-200 с характеристиками:
-внутренний объем аппарата, м³

$$V := 200 \text{ м}^3$$

-внутренний диаметр аппарата, м

$$D := 3.4 \text{ м}$$

Определим длину отстойной зоны аппарата:

$$L := \frac{V}{0.785 \cdot D^2} = 22.04 \text{ м}$$

Скорость свободного осаждения капель воды:

$$\omega_0 := \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_B - \rho_H)}{18 \cdot \mu} = 1.655 \times 10^{-3} \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$Re := \frac{\omega_0 \cdot d \cdot \rho_B}{\mu} = 0.1$$

Так как $Re < 2$, следовательно движение капель происходит в ламинарном режиме.

Примем скорость подъема капель в 2.5 раза меньше чем скорость осаждения:

$$\omega_{эм} := \frac{\omega_0}{2.5} = 6.62 \times 10^{-4} \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Фактическая скорость осаждения капель воды:

$$\omega_{ос} := \omega_0 - \omega_{эм} = 9.93 \times 10^{-4} \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Время осаждения капель воды:

$$\tau_{ос} := \frac{\frac{D}{2} - h_B}{\omega_{ос}} = 704.914 \text{ с}$$

Время пребывания эмульсии в аппарате:

$$\tau := \frac{\frac{D}{2} - h_B}{\omega_{эм}} = 1.057 \times 10^3 \text{ с}$$

Для эффективного расслоения должно выполняться условие $\tau < \tau_{ос}$.

Находим максимальную производительность электродегидратора по эмульсии:

Необходимое количество аппаратов:

$$S_{эл} := D \cdot L = 74.934 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{эл}} := 3600 \cdot S_{\text{эл}} \cdot \omega_{\text{эм}} = 178.589 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Необходимое количество аппаратов:

$$n := \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{эл}}} = 1.215$$

Принимаем два электродегидратора типа ЭГ-200

5.2 Механический расчет электродегидратора

Исходные данные:

Диаметр аппарата:

$$D_{\text{вн}} := 3400 \text{ мм}$$

Рабочее давление аппарата, МПа:

$$P_{\text{раб}} := 0.8 \text{ МПа}$$

Степень заполнения аппарата:

$$v := 0.9$$

Максимальная температура рабочей среды:

$$T_{\text{max}} := 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

Срок эксплуатации, лет:

$$T := 15 \text{ лет}$$

Материал-сталь 09Г2С

Скорость коррозии стали, мм/год:

$$П := 0.2$$

Плотность рабочей среды, кг/м³

$$\rho_{\text{ж}} := 854.9 \text{ кг/м}^3$$

Плотность воды при гидравлическом испытании, кг/м³

$$\rho_{\text{в}} := 854.9 \text{ кг/м}^3$$

Коэффициент прочности сварного шва:

$$\phi := 1$$

Допускаемое напряжение при $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$, МПа:

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа:

$$\sigma_t := 191.25 \text{ МПа}$$

Минимальное значение предела текучести при $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$, МПа:

$$R_{20} := 300$$

Коэффициент запаса прочности по пределу текучести:

$$n := 1.1$$

Коэффициент номинального уменьшения допускаемого напряжения:

$$\eta := 0.9$$

Ускорение свободно падения, м/с²

$$g := 9.81 \text{ м/с}^2$$

Длина обечайки аппарата, мм:

$$L := 22000 \text{ мм}$$

5.2.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением

Расчет допускаемого напряжения, МПа [7, стр.5]:

- Для рабочего состояния:

$$\sigma_t := \sigma_t \cdot \eta = 172.125 \text{ МПа}$$

- При гидравлических испытаниях:

$$\sigma_{\text{исп}} := \frac{R_{20}}{n} = 272.727 \text{ МПа}$$

Расчетное значение внутреннего избыточного давления:

$$P_{\text{рабрасч}} := P_{\text{раб}} + \frac{\rho_{\text{н}} \cdot v \cdot g \cdot D_{\text{вн}}}{10^8}$$

где

$P_{\text{раб}}$ - рабочее расчетное давление в аппарате;

$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти;

v - степень заполнения аппарата;

g - ускорение свободного падения;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр аппарата;

$$P_{\text{рабрасч}} := P_{\text{раб}} + \frac{\rho_{\text{н}} \cdot v \cdot g \cdot D_{\text{вн}}}{10^8} = 1.057 \text{ МПа}$$

Давление при испытании на прочность рассчитывается по формуле:

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

где

$P_{\text{раб}}$ - рабочее расчетное давление в аппарате, МПа;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20 С, МПа;

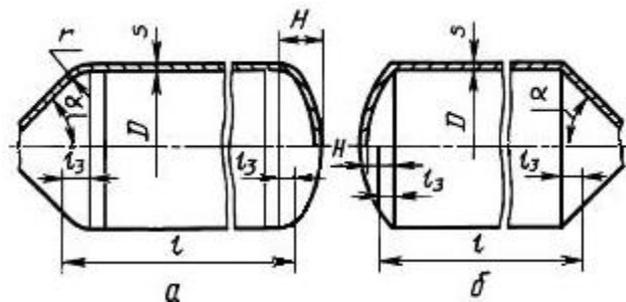
σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа.

$$P_{исп} := 1.25 \cdot P_{раб} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} = 1.139 \text{ МПа}$$

Расчет внутреннего избыточного рабочего давления и давления при испытании рассчитывается по формуле:

- При гидроиспытания

$$P_{испрас} := P_{исп} + \frac{\rho_v \cdot v \cdot g \cdot D_{вн}}{10^8} = 1.395 \text{ МПа}$$



а - обечайка с отбортованными днищами; б - обечайка с неотбортованными днищами

Рис. 13 Расчётная схема обечайки аппарата.

Расчёт толщины стенки цилиндрической обечайки при рабочих условиях и при гидравлическом испытании определяется по формулам:

$$S_{расчобечайки} := \frac{P_{рабрасч} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_t \phi - P_{рабрасч}}$$

где

$P_{рабрасч}$, $P_{испрасч}$ - давление рабочее расчетное и при гидроиспытании;

$D_{вн}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение ;

ϕ - коэффициент сварного шва.

$$S_{расчобечайки} := \max \left(\frac{P_{рабрасч} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_t \phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_{исп} \phi - P_{испрас}} \right) = 10.468 \text{ мм}$$

Прибавка на коррозию

$$c := T \cdot \Pi = 3$$

$$s_{обечайки.действ} := \text{ceil}(S_{расчобечайки} + c) = 14 \text{ мм}$$

Принимаем толщину цилиндрической обечайки равной 16 мм.

$$S_{\text{обечайкидейств}} := 16_{\text{мм}}$$

Проверка условия применения формул для обечаек при $D > 200$:

$$P_{\text{гов}_1} := \begin{cases} \text{"условие применения формул выполняется"} & \text{if } \frac{S_{\text{обечайкидейств}} - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1 \\ \text{"условие применения формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$P_{\text{гов}_1} = \text{"условие применения формул выполняется"}$$

Расчет допускаемого давления.

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления по формуле:

$$P_{\text{допрабоб}} := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \phi \cdot (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}$$

где

$S_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина обечайки;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_{\text{допрабоб}} := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \phi \cdot (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (S_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 1.311 \text{ МПа}$$

Проверка выполнения условий.

- Под действием внутреннего давления в рабочих условиях.

$$U_{\text{проч.раб.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{допрабоб}} \geq P_{\text{рабрасч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{допрабоб}} < P_{\text{рабрасч}} \end{cases}$$

$$U_{\text{проч.раб.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

Условие прочности выполняется

- При условиях испытания:

$$P_{\text{дописпбоб}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{исп}} \cdot \phi \cdot (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (S_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 2.078 \text{ МПа}$$

Проверка выполнения условий.

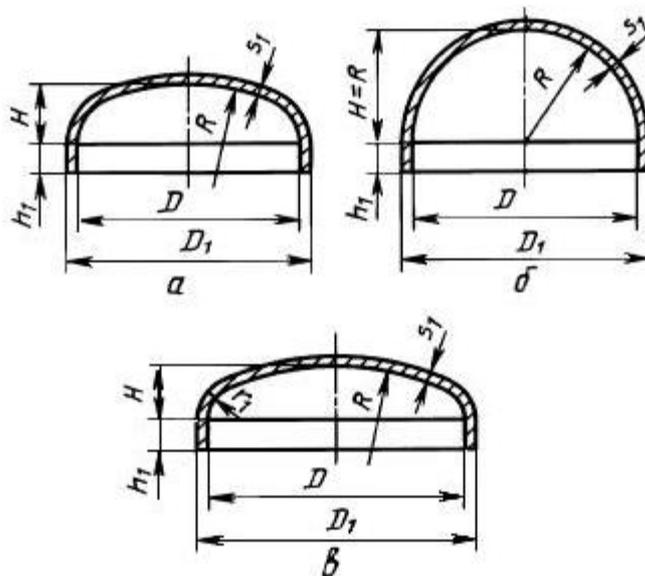
$$U_{\text{проч.раб.}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{дописпбоб}} \geq P_{\text{рабрасч}} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_{\text{дописпбоб}} < P_{\text{рабрасч}} \end{cases}$$

$$U_{\text{проч.раб.}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

Условие прочности выполняется

Проверка на прочность цилиндрической обечайки выполняется, следовательно, выбираем толщину равной 16 мм.

5.2.2 Расчет эллиптической крышки



а - эллиптическое днище; б - полусферическое днище; в - торосферическое днище

Рис. 14 Крышка эллиптическая

Расчет стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении

Исполнительную толщину стенки крышки определяют по формулам

$$S_{\text{расчэлкр}} := \frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \sigma_t \cdot \phi - P_{\text{рабрасч}}}$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ - давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20°C;

ϕ - коэффициент сварного шва;

$$S_{\text{расчэлкр}} := \max \left(\frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \sigma_t \phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}} \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \sigma_{\text{исп}} \phi - P_{\text{испрас}}} \right) = 10.468 \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки крышки, мм:

$$S_{\text{эл.кр.}} := \text{ceil}(S_{\text{расчэлкр}} + c) = 14 \text{ мм}$$

Проверка условий применения формул для эллиптических крышек:

Укоротил

$$P_{rov} := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } 0.002 \leq \frac{S_{эл.кр.} - c}{D_{вн}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$P_{rov} = \text{"Условия применения формул выполняются"}$

Условия применения формул выполняются

Принимаем толщину стенки крышки из стандартного ряда 16 мм

Расчет допустимого давления определяется по формуле:

$$P_1 := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \phi \cdot (S_{эл.кр.} - c)}{D_{вн} + (S_{эл.кр.} - c)}$$

где

$S_{эл.кр.}$ - исполнительная толщина эллиптической крышки;

$D_{вн}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_1 := \frac{2 \cdot \sigma_t \cdot \phi \cdot (S_{эл.кр.} - c)}{D_{вн} + (S_{эл.кр.} - c)} = 1.11 \quad \text{Мпа}$$

Проверка выполнения условия прочности эллиптической крышки под действием внутреннего давления в рабочих условиях.

$$U_{проч.раб.кр.} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_1 \geq P_{рабрасч} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_1 < P_{рабрасч} \end{cases}$$

$U_{проч.раб.кр.} = \text{"Условие прочности выполняется"}$

- При условиях испытания:

$$P_2 := \frac{2 \cdot \sigma_{исп} \cdot \phi \cdot (S_{эл.кр.} - c)}{D_{вн} + (S_{эл.кр.} - c)} = 1.759 \quad \text{МПа}$$

Проверка выполнения условия прочности эллиптической крышки под действием внутреннего давления в условиях испытания.

$$U_{проч.исп.кр.} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_2 \geq P_{рабрасч} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{if } P_2 < P_{рабрасч} \end{cases}$$

$U_{проч.исп.кр.} = \text{"Условие прочности выполняется"}$

Исходя из выполненного условия принимаем толщину стенки эллиптической крышки 16 мм

5.2.3 Расчет штуцеров

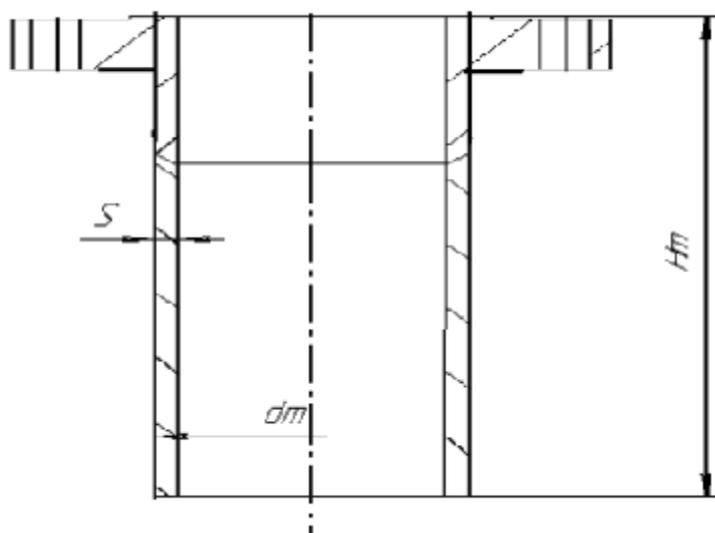


Рис. 15 Схема штуцера с плоским фланцем.

Таблица 3 - Таблица внутренних диаметров штуцеров

Обозначение	Наименование	Условный проход D_y , мм	Условное давление, P_y	
			МПа	кгс/см ²
А	Ввод нефти	300	1,6	16
Б 1,2	Вывод нефти	250	1,6	16
В	Вывод соленой воды	200	1,6	16
Г 1,2	Ввод высокого напряжения	150	1,6	16
Д 1-3	Для выгрузки шлама	200	1,6	16
Е	Для предохранительного клапана	200	1,6	16
Ж	Для дренажа	300	1,6	16
И	Для вывода газа	50	1,6	16
К	Для продувки воздухом	50	1,6	16
Т	Для термопары	50	1,6	16
Н1-3	Для отбора проб	50	1,6	16

$$d_{\text{рас3}} := d_3 + 2 \cdot c = 156 \text{ мм}$$

$$d_{\text{рас4}} := d_4 + 2 \cdot c = 206 \text{ мм}$$

$$d_{\text{рас5}} := d_5 + 2 \cdot c = 56 \text{ мм}$$

$$d_{\text{рас6}} := d_6 + 2 \cdot c = 606 \text{ мм}$$

$$d_{\text{рас7}} := d_7 + 2 \cdot c = 806 \text{ мм}$$

Расчет укрепления отверстий:

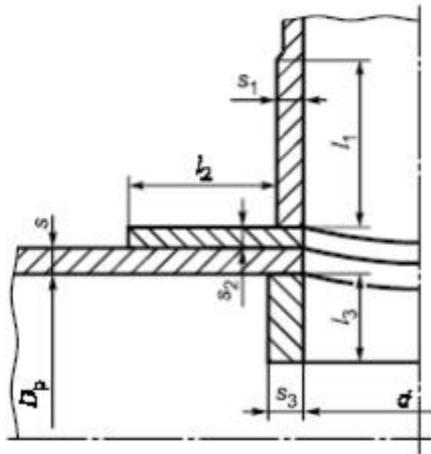


Рис. 17. Основная расчетная схема соединения штуцера со стенкой сосуда .

Расчетные диаметры укрепляемых элементов определяются по формулам:

- Расчетный внутренний диаметр для цилиндрической обечайки, мм:

- Для штуцеров А, Б1,2, В, Г1,2, Д1-3, Е Ж , И, У, К, Т, М

$$D_{\text{расчобеч}} := D_{\text{вн}} = 3400 \text{ мм}$$

- Для эллиптической крышки, мм:

Для штуцеров С1,2, Н1-3:

$$D_{\text{расчкрышки}} := 2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x}{D_{\text{вн}}}\right)^2}$$

где

x - расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптической крышки;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

Расстояния от центра укрепляемого отверстия до центра эллиптического днища:

$$x_1 := 200 \text{ мм}$$

$$D_{\text{расчкрышки}} := 2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_1}{D_{\text{вн}}}\right)^2} = 6764.614 \text{ мм}$$

$$x_2 := 500_{\text{мм}}$$

$$D_{\text{расчкрышки2}} := 2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_2}{D_{\text{вн}}}\right)^2} = 6575.713 \quad \text{мм}$$

$$x_3 := 800_{\text{мм}}$$

$$D_{\text{расчкрышки3}} := 2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_3}{D_{\text{вн}}}\right)^2} = 6209.67 \quad \text{мм}$$

$$x_4 := 1100_{\text{мм}}$$

$$D_{\text{расчкрышки4}} := 2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x_4}{D_{\text{вн}}}\right)^2} = 5632.051 \quad \text{мм}$$

5.2.3.2 Расчет толщины стенок штуцеров

Расчет толщин стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением, вычисляются по формуле:

$$S_{\text{шт}} := \frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot (d_1 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{\text{рабрасч}})}$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ – давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- Для штуцеров $D_u=300$ мм:

$$s_{\text{шт300рас}} := \max \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot (d_1 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{\text{рабрасч}})}, \frac{P_{\text{испрас}} \cdot (d_1 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - P_{\text{испрас}})} \right] = 0.942 \quad \text{мм}$$

Для штуцеров $D_u=250$ мм:

$$s_{\text{шт250рас}} := \max \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot (d_2 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{\text{рабрасч}})}, \frac{P_{\text{испрас}} \cdot (d_2 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - P_{\text{испрас}})} \right] = 0.788 \quad \text{мм}$$

Для штуцеров $D_u=150$ мм:

$$s_{\text{шт150рас}} := \max \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} \cdot (d_3 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{\text{рабрасч}})}, \frac{P_{\text{испрас}} \cdot (d_3 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - P_{\text{испрас}})} \right] = 0.48 \quad \text{мм}$$

Для штуцеров $D_u=200$ мм:

$$s_{шт200рас} := \max \left[\frac{P_{рабрасч} \cdot (d_4 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{рабрасч})}, \frac{P_{испрас} \cdot (d_4 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - P_{испрас})} \right] = 0.634 \text{ мм}$$

Для штуцеров Ду=50 мм:

$$s_{шт50рас} := \max \left[\frac{P_{рабрасч} \cdot (d_5 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{рабрасч})}, \frac{P_{испрас} \cdot (d_5 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - P_{испрас})} \right] = 0.172 \text{ мм}$$

Для штуцеров Ду=600 мм:

$$s_{шт600рас} := \max \left[\frac{P_{рабрасч} \cdot (d_6 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{рабрасч})}, \frac{P_{испрас} \cdot (d_6 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - P_{испрас})} \right] = 1.866 \text{ мм}$$

Для штуцеров Ду=800 мм:

$$s_{шт800рас} := \max \left[\frac{P_{рабрасч} \cdot (d_7 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_t - P_{рабрасч})}, \frac{P_{испрас} \cdot (d_7 + 2c)}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - P_{испрас})} \right] = 2.482 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки штуцера в соответствии с АТК 24.218.06 - 90,

$$S_{шт300} := 10_{\text{мм}}$$

$$S_{шт250} := 10_{\text{мм}}$$

$$S_{шт150} := 6_{\text{мм}}$$

$$S_{шт200} := 8_{\text{мм}}$$

$$S_{шт50} := 4_{\text{мм}}$$

$$S_{шт600} := 12_{\text{мм}}$$

$$S_{шт800} := 12_{\text{мм}}$$

Расчет диаметра одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда, вычисляются по формуле:

$$d_0 := 0.4 \cdot \sqrt{D_{расчобеч} \cdot (s_{обечайки.действ} - c)}$$

где

$D_{расчобеч}$ - расчетный диаметр цилиндрической обечайки, мм;

$s_{обечайки.действ}$ - исполнительная толщина обечайки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

-Для цилиндрической обечайки:

$$d_0 := 0.4 \cdot \sqrt{D_{расчобеч} \cdot (s_{обечайки.действ} - c)} = 77.356 \text{ мм}$$

- Для эллиптической крышки:

$$d_{p1} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{расчкрышки} \cdot (S_{эл.кр.} - c)} = 109.113 \text{ мм}$$

$$d_{p2} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{\text{расчкрышки2}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 107.579 \text{ мм}$$

$$d_{p3} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{\text{расчкрышки3}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 104.542 \text{ мм}$$

$$d_{p4} := 0.4 \cdot \sqrt{D_{\text{расчкрышки4}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 99.561 \text{ мм}$$

5.2.3.3 Расчетные длины штуцеров

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующего в укреплении отверстий учитываемые при расчете:

$$l_{\text{шт}} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d + 2c) \cdot (S_{\text{шт}} - c)} \right]$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

$S_{\text{шт}}$ - исполнительная толщина штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

l_1 - исполнительная длина вылета штуцера.

Исполнительная длина внешней части для штуцеров

$$l_1 := 300 \text{ мм}$$

Исполнительная длина внутренней части для штуцеров

$$l_2 := 50 \text{ мм}$$

- Для штуцеров $Dy=300$ мм:

$$l_{1\text{шт}300\text{расч}} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_1 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}300} - c)} \right] = 57.852 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{шт}300\text{расч}} := \min \left[l_2, 0.5 \cdot \sqrt{(d_1 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}300} - c)} \right] = 23.141 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.\text{шт}300} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{шт}300\text{расч}}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.\text{шт}300} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{шт}300\text{расч}}, l_2)) = 50 \text{ мм}$$

$$X := l_{1\text{шт}300\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}300} - s_{\text{шт}300\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}300\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}300} - c - c) = 443.025$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $Dy=300$ мм:

$$U_{\text{sl}_{\text{ukr}}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X \geq 0.5 \cdot (d_1 - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$$U_{\text{sl}_{\text{ukr}}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

- Для штуцеров $Dy=250$ мм:

$$l_{1\text{шт}250\text{расч}} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}250} - c)} \right] = 52.915 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{шт}250\text{расч}} := \min \left[l_2, 0.5 \cdot \sqrt{(d_2 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}250} - c)} \right] = 21.166 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.шт250} := \text{ceil}(\max(l_{1шт250расч}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.шт250} := \text{ceil}(\max(l_{2шт250расч}, l_2)) = 50 \text{ мм}$$

$$X1 := l_{1шт250расч} \cdot (S_{шт250} - s_{шт250расч} - c) + l_{2шт250расч} \cdot (S_{шт250} - c - c) = 413.363$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=250 мм:

$$Usl_{ukr1} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X1 \geq 0.5 \cdot (d_2 - d_0) \cdot s_{обечайки.действ}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{ukr1} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

- Для штуцеров Ду=150 мм:

$$l_{1шт150расч} := \min[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_3 + 2c) \cdot (S_{шт150} - c)}] = 27.042 \text{ мм}$$

$$l_{2шт150расч} := \min[l_2, 0.5 \cdot \sqrt{(d_3 + 2c) \cdot (S_{шт150} - c)}] = 10.817 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.шт150} := \text{ceil}(\max(l_{1шт150расч}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.шт150} := \text{ceil}(\max(l_{2шт150расч}, l_2)) = 50 \text{ мм}$$

$$X2 := l_{1шт150расч} \cdot (S_{шт150} - s_{шт150расч} - c) + l_{2шт150расч} \cdot (S_{шт150} - c - c) = 68.137$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=150 мм:

$$Usl_{ukr2} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X2 \geq 0.5 \cdot (d_3 - d_0) \cdot s_{обечайки.действ}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

Укоротить

$$Usl_{ukr2} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

- Для штуцеров Ду=200 мм:

$$l_{1шт200расч} := \min[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_4 + 2c) \cdot (S_{шт200} - c)}] = 40.117 \text{ мм}$$

$$l_{2шт200расч} := \min[l_2, 0.5 \cdot \sqrt{(d_4 + 2c) \cdot (S_{шт200} - c)}] = 16.047 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.шт200} := \text{ceil}(\max(l_{1шт200расч}, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2.шт200} := \text{ceil}(\max(l_{2шт200расч}, l_2)) = 50 \text{ мм}$$

$$X3 := l_{1шт200расч} \cdot (S_{шт200} - s_{шт200расч} - c) + l_{2шт200расч} \cdot (S_{шт200} - c - c) = 207.235$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=200 мм:

$$Usl_{ukr3} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X3 \geq 0.5 \cdot (d_4 - d_0) \cdot s_{обечайки.действ}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$Usl_{ukr3} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$

- Для штуцеров $Du=50$ мм:

$$l_{1_50} := 350_{\text{мм}}$$

$$l_{2_50} := 50_{\text{мм}}$$

$$l_{1\text{шт}50\text{расч}} := \min[l_{1_50}, 1.25 \cdot \sqrt{(d_5 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}50} - c)}] = 9.354 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{шт}50\text{расч}} := \min[l_{2_50}, 0.5 \cdot \sqrt{(d_5 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}50} - c)}] = 3.742 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.\text{шт}50} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{шт}50\text{расч}}, l_{1_50})) = 350_{\text{мм}}$$

$$l_{2.\text{шт}50} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{шт}50\text{расч}}, l_{2_50})) = 50_{\text{мм}}$$

$$X4 := l_{1\text{шт}50\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}50} - s_{\text{шт}50\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}50\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}50} - c - c) = 0.258$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $Du=50$ мм:

$$Usl_{ukr4} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X4 \geq 0.5 \cdot (d_5 - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$Usl_{ukr4} = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

- Для штуцеров $Du=600$ мм:

$$l_{1_600} := 400_{\text{мм}}$$

$$l_{2_600} := 60_{\text{мм}}$$

$$l_{1\text{шт}600\text{расч}} := \min[l_{1_600}, 1.25 \cdot \sqrt{(d_6 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}600} - c)}] = 92.314 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{шт}600\text{расч}} := \min[l_{2_600}, 0.5 \cdot \sqrt{(d_6 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}600} - c)}] = 36.926 \text{ мм}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.\text{шт}600} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{шт}600\text{расч}}, l_{1_600})) = 400_{\text{мм}}$$

$$l_{2.\text{шт}600} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{шт}600\text{расч}}, l_{2_600})) = 60_{\text{мм}}$$

$$X5 := l_{1\text{шт}600\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}600} - s_{\text{шт}600\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}600\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}600} - c - c) = 880.144$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $Du=50$ мм:

$$Usl_{ukr5} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X5 \geq 0.5 \cdot (d_6 - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$Usl_{ukr5} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$

- Для штуцеров $Du=800$ мм:

$$l_{1_800} := 400_{\text{мм}}$$

$$l_{2_800} := 50_{\text{мм}}$$

$$l_{1\text{шт}800\text{расч}} := \min[l_{1_800}, 1.25 \cdot \sqrt{(d_7 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}800} - c)}] = 106.463_{\text{мм}}$$

$$l_{2\text{шт}800\text{расч}} := \min[l_{2_800}, 0.5 \cdot \sqrt{(d_7 + 2c) \cdot (S_{\text{шт}800} - c)}] = 42.585_{\text{мм}}$$

Принимаем вылет штуцеров:

$$l_{1.\text{шт}800} := \text{ceil}(\max(l_{1\text{шт}800\text{расч}}, l_{1_800})) = 400_{\text{мм}}$$

$$l_{2.\text{шт}800} := \text{ceil}(\max(l_{2\text{шт}800\text{расч}}, l_{2_800})) = 50_{\text{мм}}$$

$$X_6 := l_{1\text{шт}800\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}800} - s_{\text{шт}800\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}800\text{расч}} \cdot (S_{\text{шт}800} - c - c) = 949.488$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $D_y=50$ мм:

$$Usl_{\text{ukr6}} := \left[\begin{array}{l} \text{"Укрепление отверстия не требуется"} \text{ if } [X_6 \geq 0.5 \cdot (d_7 - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}}] \\ \text{"Требуется укрепление отверстия"} \text{ otherwise} \end{array} \right]$$

$$Usl_{\text{ukr6}} = \text{"Требуется укрепление отверстия"}$$

укрепления отверстия не требуется для штуцеров с $D_y=50$,
требуется укрепление отверстия для штуцеров с $D_y=300$, $D_y=250$, $D_y=150$,
 $D_y=200$, $D_y=600$, $D_y=800$

В качестве укрепляемого элемента используем накладное кольцо.

Ширина накладного кольца

$$s_{\text{кольца}} := s_{\text{обечайки.действ}} \cdot 0.5 = 7_{\text{мм}}$$

5.2.3.4 Расчет ширины зоны укрепление отверстий

Ширину зоны укрепления в обечайках, переходах и днищах:

$$L_{0.\text{расч}} := \sqrt{D_{\text{расч}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - c)}$$

где

$D_{\text{расч}}$ - расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, мм;

$s_{\text{обечайки.действ}}$ - исполнительная толщина стенки обечайки или крышки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

Расчет ширины зоны укрепления отверстия в цилиндрической обечайке:

$$L_{0.\text{расчобечайки}} := \sqrt{D_{\text{расчобеч}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - c)} = 193.391_{\text{мм}}$$

Расчет ширины зоны укрепления отверстия в эллиптической крышке:

$$L_{0.\text{расчкрышки.1}} := \sqrt{D_{\text{расчкрышки}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 272.783_{\text{мм}}$$

$$L_{0.\text{расчкрышки.2}} := \sqrt{D_{\text{расчкрышки2}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 268.948_{\text{мм}}$$

$$L_{0.\text{расчкрышки.3}} := \sqrt{D_{\text{расчкрышки3}} \cdot (S_{\text{эл.кр.}} - c)} = 261.355_{\text{мм}}$$

$$L_{0.расчкрышки.4} := \sqrt{D_{расчкрышки4} \cdot (S_{эл.кр.} - c)} = 248.903 \text{ мм}$$

Расчетную ширину накладного кольца вычисляют по формуле:

$$L_{кольца} := \sqrt{D_{расчобеч} \cdot (s_{обечайки.действ} + s_{кольца} - c)}$$

где

$D_{расчобеч}$ - расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, мм;

$s_{обечайки.действ}$ - исполнительная толщина стенки обечайки или крышки, мм;

$s_{кольца}$ - исполнительная толщина накладного кольца, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

В случае укрепления накладным кольцом, ширина зоны укрепления принимается рассчитывается по формуле:

$$L_{расчкольца} := \text{ceil} \left[\sqrt{D_{расчобеч} \cdot (s_{обечайки.действ} + s_{кольца} - c)} \right] = 248 \text{ мм}$$

Отношения допускаемых напряжений.

Исходя из того, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из одного и того же материала, что и обечайка, принимаем:

$$\sigma_1 := \sigma_t$$

$$\sigma_2 := \sigma_t$$

$$\sigma_3 := \sigma_t = 172.125 \text{ МПа}$$

-для внешней части штуцера

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

-для накладного кольца

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

-для внутренней части штуцера

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

Принимаем укрепление отверстий накладным кольцом для штуцеров с условным проходом $Dy=300$, $Dy=250$, $Dy=150$, $Dy=200$, $Dy=600$, $Dy=800$

-Для штуцера $Dy=300$ мм

$$A_{1_300} := l_{1шт300расч} \cdot (S_{шт300} - s_{шт300расч} - c) \cdot \chi_1 = 350.462$$

$$A_{2_300} := L_{расчкольца} \cdot s_{кольца} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_300} := l_{2шт300расч} \cdot (S_{шт300} - s_{шт300расч} - c) \cdot \chi_3 = 140.185$$

$$A_{4_300} := L_{расчкольца} \cdot (s_{обечайки.действ} - S_{расчобечайки} - c) = 131.943$$

$$A_{5_300} := 0.5(d_{рас1} - d_0) \cdot s_{обечайки.действ} = 1600.506$$

$$Усл_{укр1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

Укоротил

$$Усл_{укр1} = \text{"Условие выполняется"}$$

-Для штуцера Ду=250 мм

$$A_{1_250} := l_{шт250расч} \cdot (S_{шт250} - s_{шт250рас} - c) \cdot \chi_1 = 328.699$$

$$A_{2_250} := L_{расчкольца} \cdot s_{кольца} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_250} := l_{шт250расч} \cdot (S_{шт250} - s_{шт250рас} - c) \cdot \chi_3 = 131.48$$

$$A_{4_250} := L_{расчкольца} \cdot (s_{обечайки.действ} - S_{расчобечайки} - c) = 131.943$$

$$A_{5_250} := 0.5(d_{рас2} - d_0) \cdot s_{обечайки.действ} = 1250.506$$

$$Усл_{укр2} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Усл_{укр2} = \text{"Условие выполняется"}$$

-Для штуцера Ду=150 мм

$$A_{1_150} := l_{шт150расч} \cdot (S_{шт150} - s_{шт150рас} - c) \cdot \chi_1 = 68.137$$

$$A_{2_150} := L_{расчкольца} \cdot s_{кольца} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_150} := l_{шт150расч} \cdot (S_{шт150} - s_{шт150рас} - c) \cdot \chi_3 = 27.255$$

$$A_{4_150} := L_{расчкольца} \cdot (s_{обечайки.действ} - S_{расчобечайки} - c) = 131.943$$

$$A_{5_150} := 0.5(d_{рас3} - d_0) \cdot s_{обечайки.действ} = 550.506$$

$$Усл_{укр3} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Усл_{укр3} = \text{"Условие выполняется"}$$

-Для штуцера Ду=200 мм

$$A_{1_200} := l_{шт200расч} \cdot (S_{шт200} - s_{шт200рас} - c) \cdot \chi_1 = 175.141$$

$$A_{2_200} := L_{расчкольца} \cdot s_{кольца} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_200} := l_{шт200расч} \cdot (S_{шт200} - s_{шт200рас} - c) \cdot \chi_3 = 70.057$$

$$A_{4_200} := L_{\text{расчкольца}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - S_{\text{расчобечайки}} - c) = 131.943$$

$$A_{5_200} := 0.5(d_{\text{рас4}} - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}} = 900.506$$

$$\text{Усл}_{\text{укр4}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр4}} = \text{"Условие выполняется"}$$

-Для штуцера Ду=600 мм

$$A_{1_600} := l_{1\text{шт600расч}} \cdot (S_{\text{шт600}} - s_{\text{шт600рас}} - c) \cdot \chi_1 = 658.59$$

$$A_{2_600} := L_{\text{расчкольца}} \cdot s_{\text{кольца}} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_600} := l_{2\text{шт600расч}} \cdot (S_{\text{шт600}} - s_{\text{шт600рас}} - c) \cdot \chi_3 = 263.436$$

$$A_{4_600} := L_{\text{расчкольца}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - S_{\text{расчобечайки}} - c) = 131.943$$

$$A_{5_600} := 0.5(d_{\text{рас6}} - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}} = 3700.506$$

$$\text{Усл}_{\text{укр5}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр5}} = \text{"Условие выполняется"}$$

-Для штуцера Ду=800 мм

$$A_{1_800} := l_{1\text{шт800расч}} \cdot (S_{\text{шт800}} - s_{\text{шт800рас}} - c) \cdot \chi_1 = 693.977$$

$$A_{2_800} := L_{\text{расчкольца}} \cdot s_{\text{кольца}} \cdot \chi_2 = 1736$$

$$A_{3_800} := l_{2\text{шт800расч}} \cdot (S_{\text{шт800}} - s_{\text{шт800рас}} - c) \cdot \chi_3 = 277.591$$

$$A_{4_800} := L_{\text{расчкольца}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - S_{\text{расчобечайки}} - c) = 131.943$$

$$A_{5_800} := 0.5(d_{\text{рас7}} - d_0) \cdot s_{\text{обечайки.действ}} = 5100.506$$

$$\text{Усл}_{\text{укр6}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300} \\ \text{"Требуется увеличить одно из сечений } A_i & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Усл}_{\text{укр6}} = \text{"Условие выполняется"}$$

5.2.3.5 Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров

Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$P_{1\text{штраб}} := \frac{2 \cdot K \cdot (S_{\text{шт}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт}} - c) \cdot V} \cdot V$$

где

K - коэффициент для цилиндрических и конических обечаек;

$S_{шт}$ - исполнительная толщина стенки штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

ϕ - коэффициент прочности сварного шва;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа;

$D_{расчобеч}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки, мм;

V - коэффициент понижения прочности;

- Для цилиндрических и конических обечаек $K=2$:

$$K := 2$$

- Для штуцеров $Dy=300$:

$$w_{300} := \frac{A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300}}{L_{расчкольца} \cdot (s_{обечайки.действ} - c)} + 1 = 1.816$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{300} := \min \left(1, \frac{w_{300}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{рас1} - d_0}{L_{расчкольца}} + K \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c}{D_{расчобеч}} \cdot \frac{\phi}{\phi} \cdot \frac{l_{шт300расч}}{L_{расчкольца}}} \right) = 1$$

- При рабочих условиях

$$P_{1штраб} := \frac{2 \cdot K \cdot (S_{шт300} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_t}{D_{расчобеч} + (S_{шт300} - c) \cdot V_{300}} \cdot V_{300} = 1.415 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности:

$$U_{сл_{пров.давления}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{рабрасч}) \leq P_{1штраб} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Укоротить, добавив подзаголовок

$$U_{сл_{пров.давления}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

- При условиях испытания

$$P_{1шписп} := \frac{2 \cdot K \cdot (S_{шт300} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{исп}}{D_{расчобеч} + (S_{шт300} - c) \cdot V_{300}} \cdot V_{300} = 2.241 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности:

$$U_{сл_{пров.давления1}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{исп}) \leq P_{1штраб} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Укоротить, добавив подзаголовок

$$U_{сл_{пров.давления1}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

- Для штуцеров $Dy=800$:

$$w_{800} := \frac{A_{1_800} + A_{2_800} + A_{3_800}}{L_{\text{расчкольца}} \cdot (s_{\text{обечайки.действ}} - c)} + 1 = 1.993$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{800} := \min \left(1, \frac{w_{800}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_{\text{рас7}} - d_0}{L_{\text{расчкольца}}} + K \cdot \frac{d_7 + 2 \cdot c}{D_{\text{расчобеч}}} \cdot \frac{\phi}{\phi} \cdot \frac{l_{1\text{шт800расч}}}{L_{\text{расчкольца}}}} \right) = 0.746$$

- При рабочих условиях

$$P_{2\text{штраб}} := \frac{2 \cdot K \cdot (S_{\text{шт800}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт800}} - c) \cdot V_{800}} \cdot V_{800} = 1.356$$

МПа

Проверка условий прочности:

$$U_{\text{сл.пр.давления2}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{рабрасч}}) \leq P_{2\text{штраб}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Укоротить, добавив подзаголовок

$$U_{\text{сл.пр.давления2}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

- При условиях испытания

$$P_{2\text{штисп}} := \frac{2 \cdot K \cdot (S_{\text{шт800}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}}}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт800}} - c) \cdot V_{800}} \cdot V_{800} = 2.149 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности:

$$U_{\text{сл.пр.давления3}} := \begin{cases} \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{if } (P_{\text{исп}}) \leq P_{2\text{штисп}} \\ \text{"Штуцер, НЕ выдерживает давление при условии испытаний"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Укоротить, добавив подзаголовок

$$U_{\text{сл.пр.давления3}} = \text{"Штуцер, выдерживает давление при условии испытаний"}$$

5.2.4 Расчет фланцевого соединения

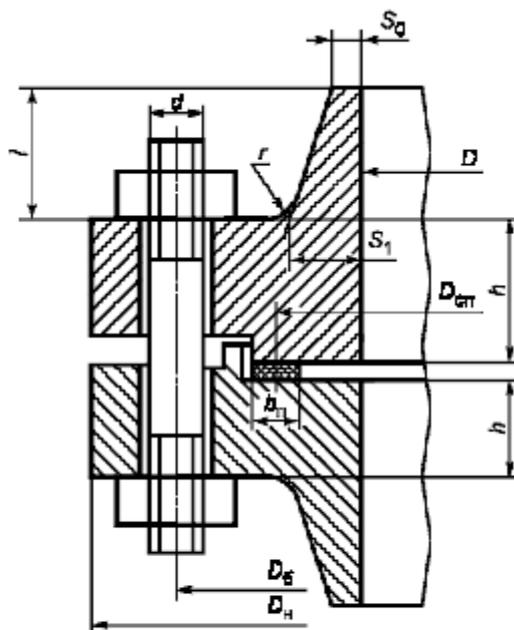
Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С.

Материал шпилек - сталь 40Х.

Материал прокладки - паронит ПБМ.

Расчет производится в соответствии с ГОСТ[10]

Так как производство пожаро-взрывоопасное, выбираем фланцевое соединение типа "выступ - впадина" с плоским фланцем для обеспечения герметичности фланцевого соединения



б — фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ — впадина

Рис. 18 - Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ- впадина

Конструктивные размеры фланца.

Толщину втулки принимаем равной исполнительной толщине штуцера:

$$s_{\text{вт}} := 12 \text{ мм}$$

Длина конической втулки фланца:

$$S_1 := 50 \text{ мм}$$

Толщина тарелки фланца:

$$l_{\text{втулки}} := 55 \text{ мм}$$

Внутренний диаметр фланца:

$$D_{\text{флвн}} := 524 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

$$D_{\text{флн}} := 640 \text{ мм}$$

Диаметр окружности расположения шпилек,

$$D_{\text{б}} := 600 \text{ мм}$$

Количество шпилек

$$n := 20$$

Условие применимости

$$\text{Усл}_{\text{прим}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \left(\frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \right) \leq 5 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Усл_{прим} = \text{"Условие выполняется"}$

Высота фланца

$$h_{высфл} := 25_{\text{мм}}$$

Нормативный параметр

$$e_{нп} := 30$$

Наружный диаметр прокладки рассчитывается по формуле

$$D_{нарпр} := D_б - e_{нп} = 570 \text{ мм}$$

Ширина прокладки

$$b_{пр} := 20_{\text{мм}}$$

Эффективная ширина прокладки

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

$$b_{прэф} = 17$$

мм

Таблица 4. Характеристики основных типов прокладок [10]

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент, m	Удельное давление обжатия прокладки, $q_{обж}$, МПа	Допускаемое удельное давление [q], МПа	Кэф-нт обжатия $K_{обж}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_{п} \cdot 10^5$, МПа
Плоская неметаллическая прокладка из:					
Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А до 65 единиц	0,5	2	18	0,4	$0,3 \cdot 10^{-4} (1+b_{п} / 2h_{п})$
(Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А более 65 единиц	1	4	20	0,09	$0,4 \cdot 10^{-4} (1+b_{п} / 2h_{п})$
Паронита по ГОСТ 481 при толщине не более 2-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02
Картона асбестового по ГОСТ 2850 при толщине 1-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02
Фторопласта 4 по ТУ 6-05-810 при толщине не более 1-3 мм	2,5	10	40	1	0,02

Из таблицы 4 выбираем характеристики прокладки изготовленной из паронита по ГОСТ [14].

Прокладочный коэффициент:

$$m := 2.5$$

Удельное давление обжатия прокладки:

$$q_{обж} := 20 \text{ МПа}$$

Допускаемое удельное давление:

$$q_d := 130 \text{ МПа}$$

Средний диаметр прокладки:

$$D_{српр} := D_{нарпр} - b_{пр} = 550$$

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

$$R_{п} := \pi \cdot D_{српр} \cdot b_{прэф} \cdot m \cdot P_{раб} = 58747.783 \text{ Н}$$

Нагрузки, действующие на фланец.

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{српр}})^2 \cdot P_{\text{раб}} = 190066.356 \text{ Н}$$

Осевое сжимающие усилие:

$$F := 0.6 \cdot \left[\frac{\pi \cdot \left(\frac{D_{\text{флвн}}}{1000} \right)^2}{4} \right] \cdot 10^6 = 129390.892 \text{ Н}$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{\text{FM}} := \max \left(\left| F + \frac{4}{D_{\text{српр}}} \right|, \left| F - \frac{4}{D_{\text{српр}}} \right| \right) = 129390.899 \text{ Н}$$

Коэффициент линейного расширения материала фланцев

$$\alpha_{\text{фл1}} := 13.4 \cdot 10^{-6}$$

$$\alpha_{\text{фл2}} := \alpha_{\text{фл1}}$$

Коэффициент линейного расширения материала шпилек:

$$\alpha_{\text{ш}} := 11.3 \cdot 10^{-6}$$

$$t := 20$$

Расчетная температура неизолированных фланцев:

$$t_{\text{фл}} := 0.96 \cdot t$$

$$t_{\text{фл1}} := t_{\text{фл}}$$

Расчетная температура шпилек:

$$t_{\text{ш}} := 0.85 \cdot t = 17 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Допускаемое напряжение для стали 40Х при $t=20^\circ\text{C}$:

$$\sigma := 230 \text{ МПа}$$

Модуль продольной упругости для шпилек из стали 40Х при рабочей температур:

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

Площадь поперечного сечения шпильки, мм²:

$$f_{\text{ш}} := 225 \text{ мм}^2$$

Суммарная площадь шпилек по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра:

$$A_{\text{ш}} := n \cdot f_{\text{ш}} = 4500 \text{ мм}^2$$

Для шпилек диаметром $d_B=20$ мм, принимаем диаметр отверстия под шпильки равным $d_{отв}=22$ мм.

$$d_B := 20_{\text{мм}}$$

Модуль упругости для стали 40Х при температуре испытания 20°C:

$$E_{620} := 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль продольной упругости материала фланца:

$$E_1 := 2.02 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$E_2 := E_1$$

Модуль продольной упругости материала фланца при 20°C:
МПа

$$E_{L1} := 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

5.2.4.1 Расчет податливости прокладки

Высота стандартной прокладки, мм:

$$h_{\text{п}} := 3_{\text{мм}}$$

Коэффициент обжатия прокладки:

$$K_{\text{обж}} := 1$$

Условный модуль сжатия прокладки:

$$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Податливость прокладки рассчитывают по формуле:

$$U_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{српр}} \cdot b_{\text{пр}}} = 4.341 \times 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

5.2.4.2 Расчет податливости шпилек

Расстояние между опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} := 94.2_{\text{мм}}$$

Эффективная длина шпильки при определении податливости:

$$L_6 := (L_{60} + 0.56 \cdot d_B) = 105.4 \text{ мм}$$

Податливость шпилек рассчитывают по формуле:

$$U_6 := \frac{L_6}{E_{620} \cdot f_6 \cdot n} = 1.074 \times 10^{-7} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

5.2.4.3 Расчет параметров фланцев

Параметр длины втулки:

$$l_{\text{длвт}} := \sqrt{s_{\text{вт}} \cdot D_{\text{флвн}}} = 79.297 \text{ мм}$$

Расчетный коэффициент β_v , зависящий от соотношения размеров втулки фланца определяют по рисунку 19 в зависимости от:

$$\beta_v := \frac{S_1}{s_{\text{вт}}} = 4.167$$

$$\frac{l_{\text{втулки}}}{l_{\text{длвт}}} = 0.694$$

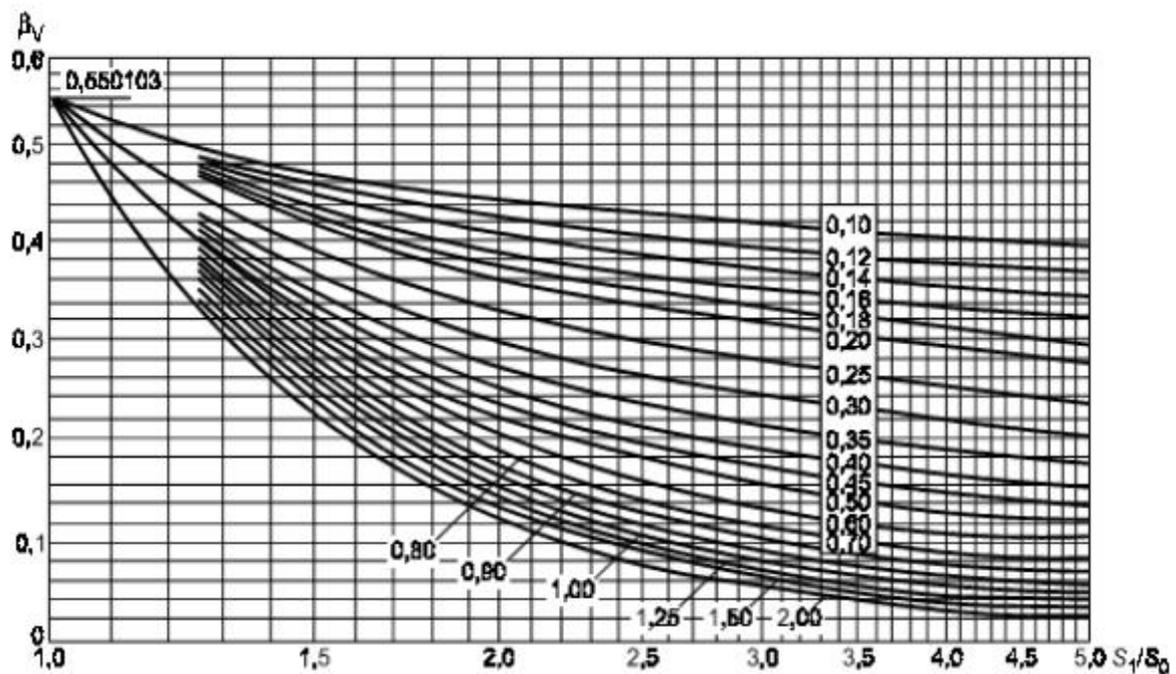


Рис. 19 - к определению коэффициента β_v .

Исходя из рисунка 19, коэффициент $\beta_v = 0.22$

$$\beta_v := 0.22$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру вычисляют по формуле:

$$K1 := \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} = 1.221$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T := \frac{K1^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K1)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K1^2) \cdot (K1 - 1)} = 1.828$$

$$\beta_U := \frac{K1^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K1)) - 1}{1.36(K1^2 - 1) \cdot (K1 - 1)} = 10.803$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K1 - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K1^2 \cdot \log(K1)}{(K1^2 - 1)} \right] = 9.924$$

$$\beta_Z := \frac{K1^2 + 1}{K1^2 - 1} = 5.067$$

Расчетный коэффициент, зависящий от соотношения размеров втулки фланца, определяем по рисунку 20:

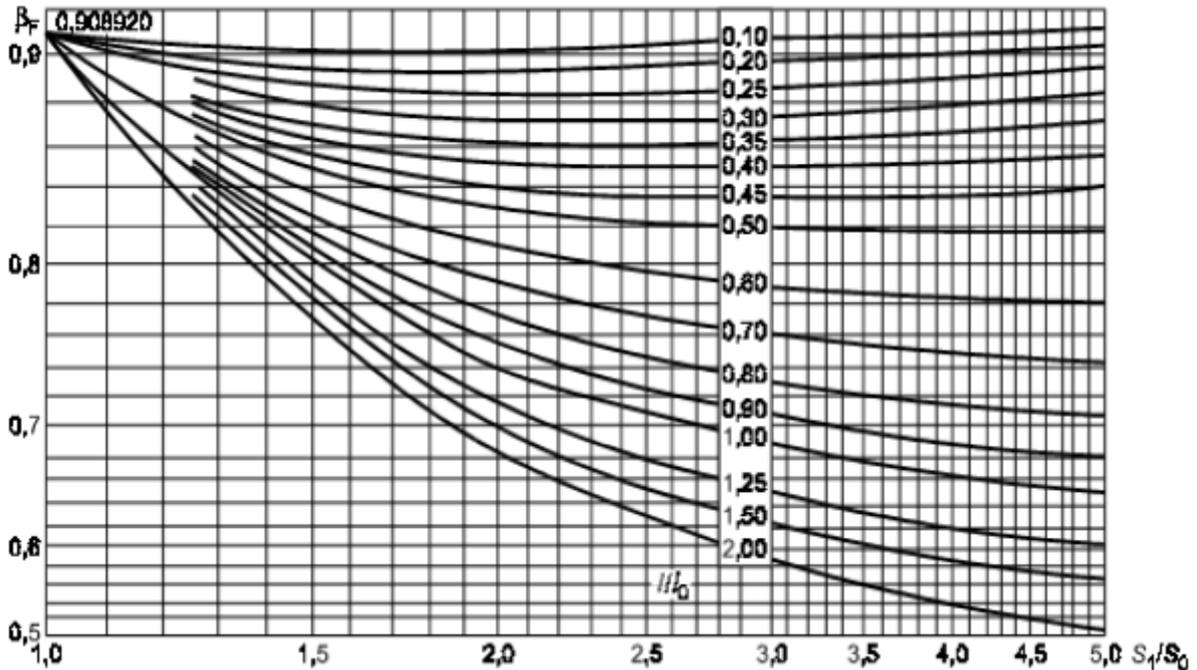


Рис. 21 Определение коэффициента β_F

Исходя из рисунка 21, коэффициент $\beta_F = 0.82$.

$$\beta_F := 0.82$$

Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца определяется из рисунка 22:

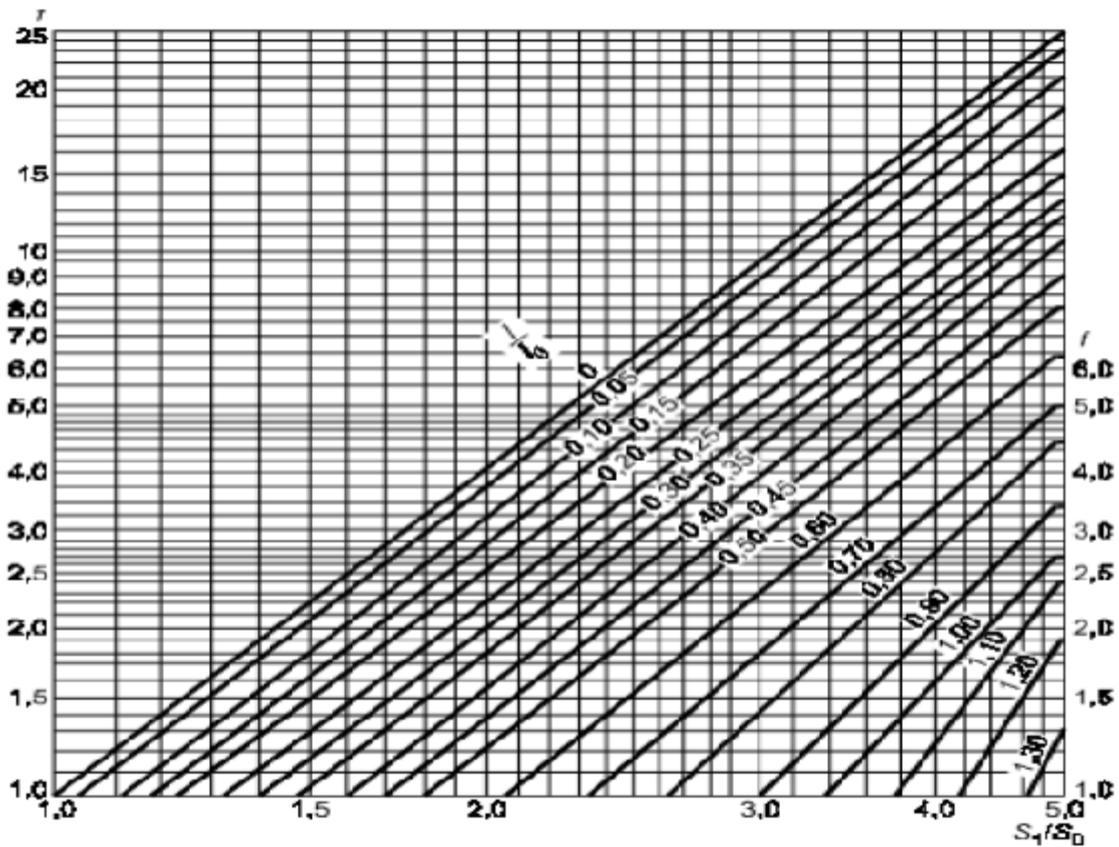


Рис. 22 Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца.

Исходя из рисунка 22, поправочный коэффициент $f=2$.

Рассчитываем коэффициент λ по формуле:

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h_{\text{высфл}} + l_{\text{длвт}}}{\beta_T \cdot l_{\text{длвт}}} + \frac{\beta_V \cdot h_{\text{высфл}}^3}{\beta_U \cdot l_{\text{длвт}} \cdot (s_{\text{вт}})^2} = 0.716$$

5.2.4.4 Угловая податливость фланцев

Угловая податливость фланцев при затяжке рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{ф}} := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{\text{б20}} \cdot \lambda \cdot l_{\text{длвт}} \cdot (s_{\text{вт}})^2} = 1.123 \times 10^{-10}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$U_{\text{фн}} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_{\text{б}}}{E_{\text{б20}} \cdot h_{\text{высфл}}^3 \cdot D_{\text{флн}}} = 1.333 \times 10^{-10}$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

$$K_{\text{кр}} := \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{нарпр}}} = 1.123$$

$$h_{\text{кр}} := 50$$

$$\delta_{кр} := 39$$

$$X_{кр} := 0.67 \cdot \frac{\left[K_{кр}^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K_{кр})) - 1 \right]}{(K_{кр} - 1) \cdot \left[K_{кр}^2 - 1 + (1.857 \cdot K_{кр}^2 + 1) \cdot \frac{h_{кр}^3}{\delta_{кр}} \right]} = 4.091 \times 10^{-4}$$

Угловая податливость:

$$y_{кр} := \frac{X_{кр}}{\delta_{кр}^3 \cdot E_{620}} = 3.163 \times 10^{-14}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d_B + \frac{6 \cdot h_{высфл}}{m + 0.5} \right)}} \right] = 1.023$$

Плечо действия усилий в шпильках, мм:

$$b := 0.5(D_6 - D_{српр}) = 25 \text{ мм}$$

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

$$e := 0.5 \cdot (D_{српр} - D_{флвн} - s_{вт}) = 7$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения с крышкой:

$$\gamma := \frac{1}{y_{п} + y_6 \cdot \frac{E_{620}}{E_6} + b^2 \cdot \left(y_{ф} \cdot \frac{E_{L1}}{E_1} + y_{кр} \cdot \frac{E_{L1}}{E_1} \right)} = 4.503 \times 10^6$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской крышкой:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{п} - (e \cdot y_{ф} + y_{кр} \cdot b)b}{y_{п} + y_6 + b^2 \cdot (y_{ф} + y_{кр})} = 0.893$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{фн} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{српр}} \right)}{y_6 + y_{п} \cdot \left(\frac{D_6}{D_{српр}} \right)^2 + 2 \cdot y_{фн} \cdot b^2} = 0.983$$

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

$$t_{кр} := t = 20$$

$$Q_t := \gamma \cdot \left[2\alpha_{фл1} \cdot h_{высфл} \cdot (t_{фл} - 20) + \alpha_{фл1} \cdot h_{кр} \cdot (t_{кр} - 20) - \alpha_6 \cdot (h_{высфл} + h_{кр}) \cdot (t_6 - 20) \right]$$

$$Q_t = 9034.312$$

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

$$P_{61} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{п} + \frac{4 \cdot \alpha_M}{D_{нарпр}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{п} + \frac{4 \cdot \alpha_M}{D_{нарпр}} - Q_t \end{array} \right]$$

$$P_{61} = 3.439 \times 10^5 \text{ Н}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{обж} := 0.5 \cdot D_{нарпр} \cdot b_{прэф} \cdot q_{обж} = 9.69 \times 10^4 \text{ Н}$$

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

$$P_{62} := \max(P_{обж}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma) = 4.14 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6м} := \max(P_{61}, P_{62}) = 4.14 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений в рабочих условиях:

$$P_{6р} := P_{6м} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M)}{D_{нарпр}} = 4.573 \times 10^5 \text{ Н}$$

5.2.4.5 Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения на шпильках:

- при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6м}}{A_6} = 92 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке условиях:

$$Usl_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} \geq \sigma \\ \text{"Условия прочности в при затяжке выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_1 = \text{"Условия прочности в при затяжке выполняются"}$$

- в рабочих условиях, МПа:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} = 101.629 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности шпилек в рабочих условиях:

$$Usl_2 := \begin{cases} \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} \geq \sigma \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_2 = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6m}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{нарпр} \cdot b_{пр}} = 12.77 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности прокладки(проверяется для магких прокладок):

$$Usl_3 := \begin{cases} \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{if } q \geq q_d \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_3 = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

5.2.4.6 Расчет фланцев на статическую прочность

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

$$M_M := C_F \cdot P_{6m} \cdot b = 1.059 \times 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max[P_{6p} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e] = 1.399 \times 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Проверка углов поворота фланцев.

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{620}}{E_6} = 1.571 \times 10^{-3}$$

Допускаемый угол поворота приварного встык плоского фланца принимаем 0,005:

$$\Theta_d := 0.005$$

$$Usl_P := \begin{cases} \text{"Условие поворота плоского фланца не выполняется"} & \text{if } \Theta \geq \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

5.2.5 Расчет массы аппарата

Расчет веса корпуса аппарата:

Вес обечайки:

Наружный диаметр цилиндрической обечайки:

$$d_H := \frac{D_{BH} + 2 \cdot S_{\text{обечайкидейств}}}{1000} = 3.432 \text{ м}$$

Внутренний диаметр аппарата:

$$d_{BH} := \frac{D_{BH}}{1000} = 3.4 \text{ м}$$

Плотность металла:

$$\rho_{\text{мет}} := 7800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Длина цилиндрической обечайки аппарата :

$$l_{\text{длоб}} := \frac{L}{1000} = 22 \text{ м}$$

Расчет массы обечайки аппарата:

$$m_{\text{цилл}} := 0.785 \cdot (d_H^2 - d_{BH}^2) \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot l_{\text{длоб}} = 29449.965 \text{ кг}$$

Масса одной эллиптической крышки аппарата с отбортовкой выбирается в соответствии с ГОСТ [12]:

$$m_K := 2112 \text{ кг}$$

Принимаем, что масса вспомогательных устройств (штуцеров, измерительных приборов, люков и т.д.) составляет 30% от основной массы сепаратора, тогда:

Масса пустого аппарата:

$$m_{\text{ап}} := 1.3 \cdot (2 \cdot m_K + m_{\text{цилл}}) = 43776.154 \text{ кг}$$

Расчет массы воды при гидроиспытании:

$$\rho_{\text{воды}} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$m_{\text{воды}} := \pi \cdot \frac{d_{BH}^2}{4} \cdot l_{\text{длоб}} \cdot \rho_{\text{воды}} = 199742.461 \text{ кг}$$

Масса аппарата заполненного водой:

$$m_{\text{max}} := m_{\text{ап}} + m_{\text{воды}} = 243518.615 \text{ кг}$$

Вес аппарата:

$$G_{\text{ап}} := m_{\text{max}} \cdot g = 2.389 \times 10^6 \text{ Н}$$

Нагрузка от собственной массы на одну опору:

$$F_{\text{www}} := G_{\text{ап}}$$

Переводим нагрузку в МН:

$$F_{\text{ап}} := \frac{F}{10^6} = 2.389 \text{ МН}$$

5.2.6 Расчет седлообразной опоры

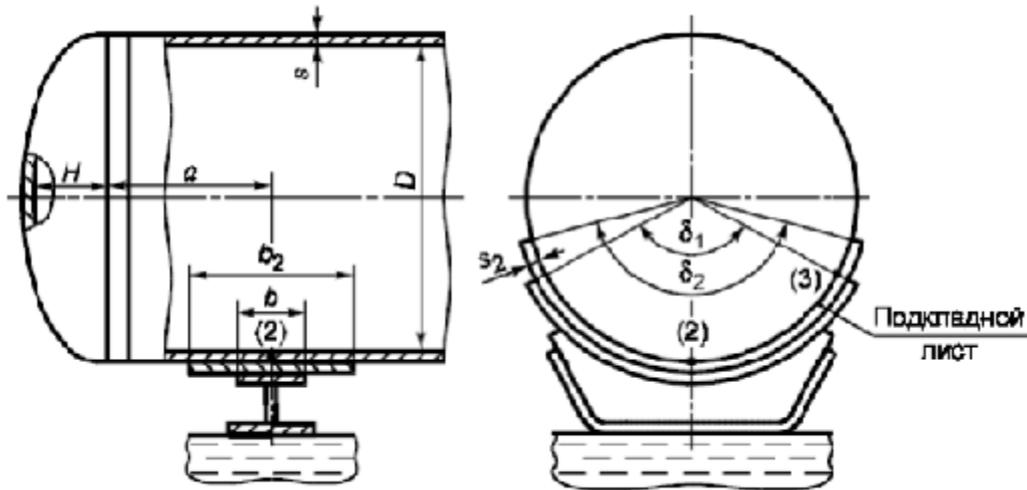


Рис. 23 Расчетная схема седловых опор

Проверка применимости расчетных формул:

Угол охвата опорного листа:

$$\delta_1 := 80$$

Угол охвата подкладного листа:

$$\delta_2 := 120$$

Толщина подкладного листа, мм:

$$s_2 := 18$$

Высота крышки и отбортовки, м:

$$H_{\text{кр}} := 0.95 M$$

$$D_{\text{нар}} := D_{\text{вн}} + 2 \cdot S_{\text{обечайки действ}} = 3.432 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$\text{Пров} := \begin{cases} \text{"Формулы применимы"} & \text{if } \left\{ \begin{array}{l} \delta_2 \geq \delta_1 + 20 \\ s_2 \geq s_{\text{обечайки действ}} \end{array} \right. \\ \text{"Формулы не применимы"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров} = \text{"Формулы применимы"}$$

5.2.7 Определение расчетных усилий

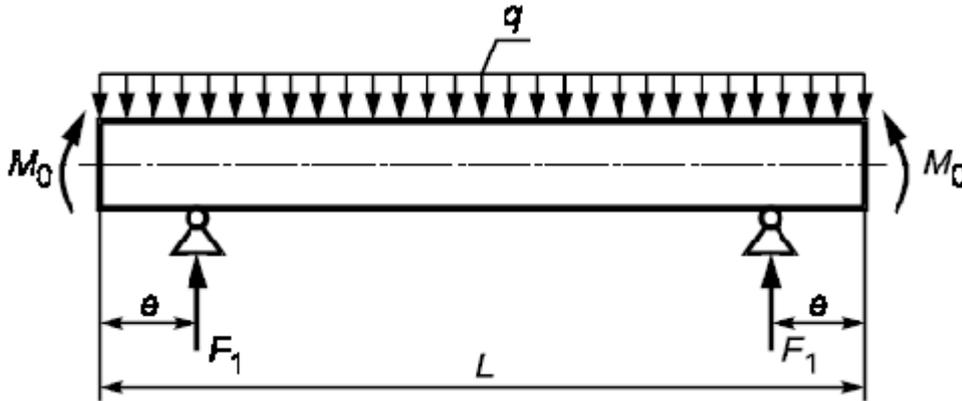


Рис. 24 Расчетная схема определения усилий

$$q := \frac{G_{\text{ап}}}{l_{\text{длоб}} + (H_{\text{кр}}) \cdot \frac{4}{3}} = 102675.542 \quad \text{Н}$$

$$M_0 := q \cdot \frac{D_{\text{нар}}^2 \cdot 10^{-6}}{16} = 75586.038 \quad \text{Н}$$

Нагрузка аппарата на одну опору:

$$F_1 := \frac{G_{\text{ап}}}{2} = 1.194 \times 10^6 \quad \text{Н}$$

Переводим нагрузку из Н в кН:

$$\frac{F_1}{1000} = 1.194 \times 10^3 \quad \text{кН}$$

Определение изгибающих моментов и поперечных усилий.

Расстояние от края цилиндрической обечайки до центра опоры:

$$e := 0.4$$

$$a := 1.8$$

Момент над опорой, Н м:

$$M_1 := \left| \left(\frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 \right) \right| = 6.737 \times 10^4$$

$$M_2 := M_1 = 6.737 \times 10^4 \quad \text{Н*м}$$

Максимальный момент между опорами:

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{l_{\text{длоб}}}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left[\frac{l_{\text{длоб}}}{2} + \frac{2}{3} \cdot (H_{\text{кр}}) \right]^2 = 4.117 \times 10^6 \quad \text{Н*м}$$

Поперечной усилие в сечении оболочки над опорой:

$$Q_1 := \frac{l_{\text{длоб}} - 2 \cdot a}{l_{\text{длоб}} + \frac{4}{3} \cdot (H_{\text{кр}})} \cdot F_1 = 9.446 \times 10^5 \text{ Н*м}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп.}} := \begin{cases} \text{"Выполняется"} & \text{if } M_{12} > M_1 \\ \text{"Не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп.}} = \text{"Выполняется"}$$

В соответствии с ОСТ [13] выбираем подвижную седлообразную опору типа 3 исполнения II для сосудов и аппаратов с диаметром от 2200 до 4000 мм с нагрузкой на одну опору от 900кН до 1400кН. Геометрические параметры приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные параметры седлообразной опоры

Диаметр аппарата, D	Допускаемая нагрузка на опору, кН (то)		Размеры, мм																Масса, кг		Масса листа подкладного, кг	
			S 1				S 2				R	L	L _I	l	l _I	h	h _I	A	A _I	Исполнение		
			Исп.1	Исп.2	1	2	1	2	1	2												
3200	900	(900)	14	18	20	22	I634	2810	2830	2735	I369	920	330	2200	1800	338	409	100				
							I640			2745	I371											
3400	630	(630)		25			I720	2990	3010	2895	I450	970	340	2390	2000	316	570	106				
							I726			2900	I451											
							I732			2907	I455											
							I740			2915	I458											
3600	1400		12	18	25		I820	3160	3180	3067	I579	1020	360			339	361	112				
							I828			3076	I583											
							I834			3080	I586											

$$D := 3400 \text{ мм}$$

Допускаемая нагрузка на опору, 1400 кН

$$S_1 := 25 \text{ мм}$$

$$S_2 := 25 \text{ мм}$$

$$R := 1720 \text{ мм}$$

$$l := 2895 \text{ мм}$$

$$l_1 := 1450 \text{ мм}$$

Масса - 570 кг

Так же принимаем размеры опорного листа согласно таблице 6.

Таблица 6 - Основные размеры опорного листа

Размеры, мм				
D_B	S	R	H	Масса, кг
3200	I0	I634	450	I40,6
	I4	I640		I97,3
	I2			I69,2
	I0			I41,1
3400	I2	I720	500	I97,2
	I0			I64,5
	8			I31,7
	I2	I726		I98,0
	I0			I65,0
	8			I32,0
	I2	I732		I98,6
	I0			I65,6
	8			I32,6
	I4	I740		232,7
	I2			I99,6
	I0			I66,4

$S := 12 \text{ мм}$

$R := 1720 \text{ мм}$

Масса - 165.5 кг

6. Результаты проведенного исследования (разработки)

Определение влияния pH воды на процесс обессоливания нефти.

Нефть, добываемая на месторождениях, содержит большое количество воды, газа, и различных примесей. Первичную очистку нефти производят на установках предварительного сброса воды, которые установлены непосредственно вблизи скважин.

Предварительно обезвоженная на месторождениях нефть поступает на НПЗ, где проходит стадию дальнейшей подготовки к переработке на установках ЭЛОУ. При этом происходит глубокое удаление солей, которое осуществляется промывкой нефти водой под действием электрического поля. На всех стадиях подготовки нефти путем промывки водой образуются различные по стойкости водонефтяные эмульсии. Разрушение таких эмульсий осуществляют при помощи синтетических ПАВ (деэмульгаторов), добавляемых в нефтяную эмульсию. На процесс обессоливания нефти в ЭЛОУ влияют многие параметры, такие как температура, тип вводимого деэмульгатора, pH воды.

В процессе промывки нефти большое значение имеет качество промывной воды, особенно на последней ступени обессоливания. Промывная вода, применяемая для глубокого обессоливания нефти, не должна содержать веществ, загрязняющих нефть и способных вызывать коррозию оборудования при перегонке нефти и последующих стадиях ее переработки. Качество промывной воды, подаваемой на ЭЛОУ различных предприятий, колеблется в широких пределах.

Целью данного исследования является установка влияния pH промывной воды на конечный результат обессоливания нефти.

Практическая работа

В лабораторных экспериментах 100 мл эмульсии наливали в пробирку на 200 мл, которую помещали в соответствующую термическую ванную. Следовательно, температура поддерживалась постоянной. Затем в эмульсию, вводили деэмульгатор, для лучшего разделения фаз, затем пробирку центрифугировали. Чтобы изучить влияние pH воды на стабильность эмульсии, использовали HCl и NaOH для достижения желаемого значения pH. Все испытания проводились при 60 ° C. Межфазное натяжение измеряли с помощью тензиометра.

В таблице 7 показано влияние увеличения рН воды на межфазное натяжение между водной и нефтяной эмульсией. Таблица 7 показывает влияние увеличения рН воды на процент воды, отделенной от эмульсии.

Таблица 7. Изменение межфазного натяжения эмульсии в зависимости от увеличения рН воды.

Ph воды	2,5	4,2	6,2	7,2	9,2	10,2	13,2
Межфазное натяжение	3	2,7	2,2	2,15	1,8	0,95	0,75

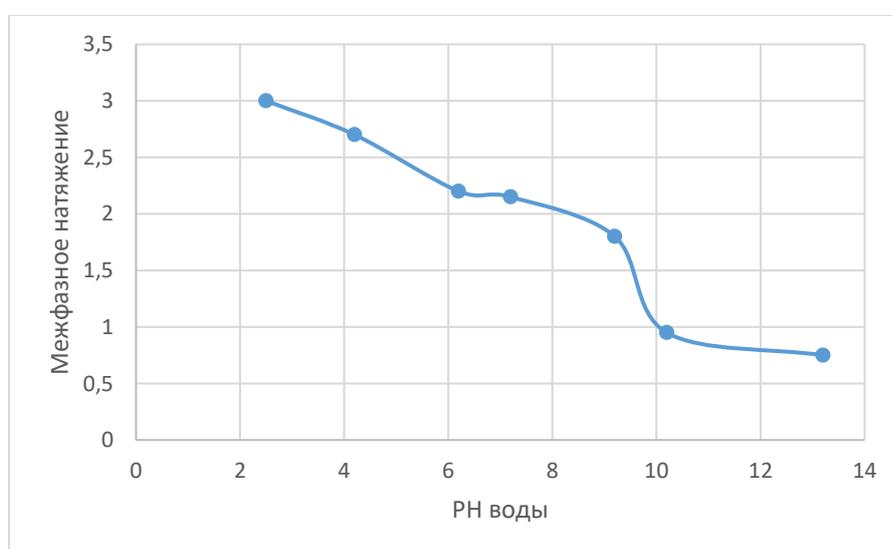


Рис. 25 Зависимость межфазного натяжения эмульсии от рН воды.

В кислой среде межфазное натяжение максимально (Рисунок 25). Это связано с тем, что асфальтены, содержащиеся в нефти, растворимы в кислых средах и, в свою очередь, усиливают межфазное натяжение между нефтяной и водной эмульсией, оседая на межфазном слое.

Таблица 8. Процентное содержание воды, выделенной в результате увеличения рН связанной воды.

Ph воды	2.5	4.2	6.2	8.2	10.5	13.2
Содержание воды (%)	3	18	34	55	60	58

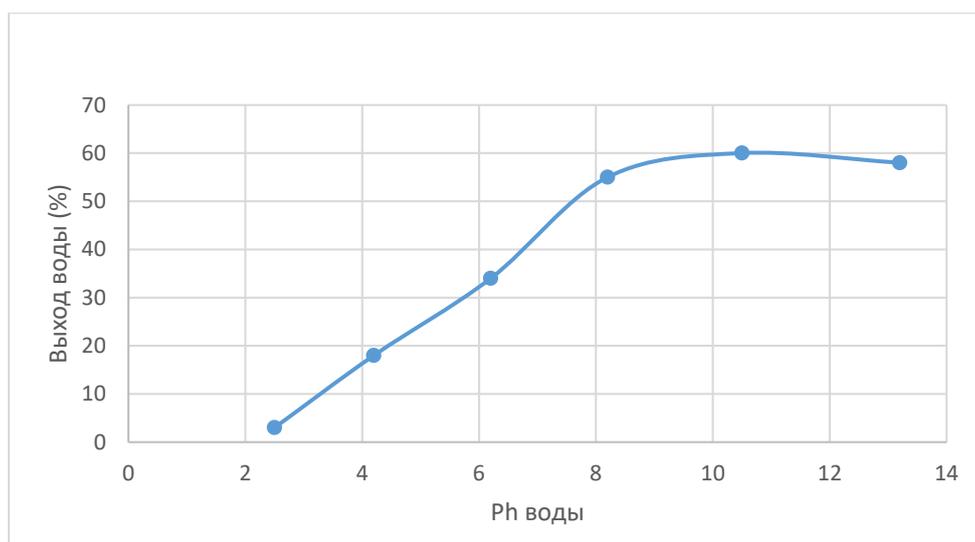


Рис. 26 Зависимость процентного содержания воды, выделенной в эмульсии от pH воды.

Увеличение pH воды приводит к увеличению процента воды, отделенной от эмульсии (Рисунок 26). Это приводит к росту нестабильности эмульсии. Следовательно, самый низкий процент воды, отделенной от эмульсии, будет наблюдаться в кислой среде, а максимальный - в щелочной среде. Это связано с тем, что в кислых средах свободная энергия Гиббса для поверхности эмульсии достигает своего максимального значения.

Вывод: в результате исследования установлено, что увеличение pH воды повышает эффективность обессоливания нефти. Данные исследования подтверждает установленный технологический режим работы электродегидратора: pH водной фазы рекомендуется поддерживать на уровне $> 8,0$ (до 8,5) с помощью щелочного раствора. Щелочная среда способствует снижению общей и локальной коррозии оборудования и улучшает процесс обессоливания нефти. При $\text{pH} > 8,5$ наблюдается нежелательный переход нефтепродуктов в стоки ЭЛОУ. Кроме того, неконтролируемый расход щелочи может привести к возникновению щелочной хрупкости металла, нарушить работу изоляторов в электродегидраторах.

7. Разработка методики и расчет средств защиты сепарационной установки цеха подготовки и перекачки нефти.

Целью данного исследования является разработка пошаговой методики расчета и подбора предохранительного устройства от аварийного превышения давления для сепарационной установки.

Для достижения выполнения поставленной цели, необходимо выполнить ряд задач:

1. Ознакомиться со способами защиты оборудования от превышения давления, выявить основные причины превышения давления и методы их предупреждения.
2. Охарактеризовать современное состояние проблемы.
3. Изучить и проанализировать техническую и нормативную документацию, содержащую основные требования промышленной безопасности, предъявляемые к предохранительным устройствам, а также основные методики расчета и подбора ПУ.
4. Рассчитать и подобрать предохранительное устройство для сепаратора, используя программное обеспечение Wolfram Mathematica.

Технологическое оборудование, в котором возможно аварийное повышение давления, представляет собой серьезную опасность при эксплуатации из-за возможности разрушения под действием давления рабочей среды. Поэтому во всех случаях, когда в аппарате может быть превышено предельно допустимое давление, аппарат должен быть надежно защищен от разрушения с помощью различных предохранительных устройств (ПУ), работающих по принципу сброса из аппарата излишнего количества среды.

Расчет защитного устройств от превышения давления для нефтегазового сепаратора:

Исходные данные:

Рабочее давление среды, МПа.

In(1)= Pp = 1.4

Out(1)= 1.4

Давление сброса, МПа.

In(3)= P2 = 0

Out(3)= 0

Молярная масса нефтяного попутного газа, кг/кмоль.

In(4)= M = 20.9923

Out(4)= 20.9923

Температура в системе, К.

In(5)= T = 15 + 273

Out(5)= 288

Количество вещества, подаваемого в аппарат, кг/ч.

In(6)= mk = 1100

Out(6)= 1100

Коэффициент сжимаемости попутного нефтяного газа:

In(7)= z = 1

Out(7)= 1

Объемные доли компонентов газовой смеси, %.

Метан

In(8)= y₁ = 0.85

Out(8)= 0.85

Этан

In(9)= y₂ = 0.057

Out(9)= 0.057

Пропан

In(10)= y₃ = 0.049

Out(10)= 0.049

И-бутан

In(11)= y₄ = 0.0094

Out(11)= 0.0094

Н-Бутан

In[12]= $y_5 = 0.014$

Out[12]= 0.014

И-пентан

In[13]= $y_6 = 0.0034$

Out[13]= 0.0034

Пентан

In[14]= $y_7 = 0.0032$

Out[14]= 0.0032

Гексан

In[15]= $y_8 = 0.0015$

Out[15]= 0.0015

Диоксид углерода

In[16]= $y_9 = 0.0048$

Out[16]= 0.0048

Азот

In[17]= $y_{10} = 0.0057$

Out[17]= 0.0057

Критические температуры компонентов, К.

Метан

In[18]= $T_{кр1} = 190.5$

Out[18]= 190.5

Этан

In[19]= $T_{кр2} = 305.3$

Out[19]= 305.3

Пропан

In[20]= $T_{кр3} = 369.8$

Out[20]= 369.8

И-Бутан

In[21]= $T_{кр4} = 407.9$

Out[21]= 407.9

Н-Бутан

In[22]= $T_{кр5} = 425$

Out[22]= 425

И-Пентан

In(23)= $T_{кр5} = 469.78$

Out(23)= 469.78

Пентан

In(24)= $T_{кр7} = 470.4$

Out(24)= 470.4

Гексан

In(25)= $T_{кр8} = 508$

Out(25)= 508

Диоксид углерода

In(26)= $T_{кр9} = 304.4$

Out(26)= 304.4

Азот

In(27)= $T_{кр10} = 126$

Out(27)= 126

Критическое давление компонентов, МПа.

Метан

In(28)= $P_{кр1} = 6.64$

Out(28)= 6.64

Этан

In(29)= $P_{кр2} = 4.86$

Out(29)= 4.86

Пропан

In(30)= $P_{кр3} = 4.27$

Out(30)= 4.27

И-Бутан

In(31)= $P_{кр4} = 3.79$

Out(31)= 3.79

Н-Бутан

In(32)= $P_{кр5} = 3.89$

Out(32)= 3.89

И-Пентан

In(33)= $P_{кр6} = 3.37$

Out(33)= 3.37

Пентан

$$I_{(34)} = R_{kr7} = 3.33$$

$$O_{(34)} = 3.33$$

Гексан

$$I_{(35)} = R_{kr8} = 2.99$$

$$O_{(35)} = 2.99$$

Диоксид углерода

$$I_{(36)} = R_{kr9} = 7.53$$

$$O_{(36)} = 7.53$$

Азот

$$I_{(37)} = R_{kr_{10}} = 3.35$$

$$O_{(37)} = 3.35$$

Решение:

Расчет выполнен в соответствии с ГОСТ 12.2.085 - 2002 [1].

Максимально допустимое давление в аппарате при срабатывании ПУ, согласно Правилам Росгортехнадзора, составляет:

$$I_{(38)} = P_1 = 1.15 P_p$$

$$O_{(38)} = 1.61$$

Показатель изохропы при нормальных условиях для многокомпонентных газов:

$$I_{(39)} = K_n = 1.3$$

$$O_{(39)} = 1.3$$

Определяем критические характеристики нефтяного попутного газа по правилу аддитивности:

Для температуры, К:

$$I_{(40)} = T_{кр} = y_1 T_{кр1} + y_2 T_{кр2} + \dots + y_n T_{крn};$$

Для давления, МПа:

$$I_{(40)} = P_{кр} = y_1 P_{кр1} + y_2 P_{кр2} + \dots + y_n P_{крn};$$

Рассчитаем критическую температуру нефтяного газа, К.

$$I_{(40)} = T_{кр} = y_1 T_{кр1} + y_2 T_{кр2} + y_3 T_{кр4} + y_4 T_{кр4} + y_5 T_{кр5} + y_6 T_{кр6} + y_7 T_{кр7} + y_8 T_{кр8} + y_9 T_{кр9} + y_{10} T_{кр10}$$

$$O_{(40)} = 215.142$$

Рассчитаем критическое давление нефтяного газа, МПа.

$$I_{(41)} = P_{кр} = y_1 P_{кр1} + y_2 P_{кр2} + y_3 P_{кр4} + y_4 P_{кр4} + y_5 P_{кр5} + y_6 P_{кр6} + y_7 P_{кр7} + y_8 P_{кр8} + y_9 P_{кр9} + y_{10} P_{кр10}$$

$$O_{(41)} = 6.27865$$

Температура нефтяного попутного газа при давлении P1:

$$I(42) = T1 = T \left(\frac{(P1 + 0.1)}{(Pp + 0.1)} \right)^{\frac{(Kn - 1)}{Kn}}$$

$$O(42) = 75.7662$$

Определяем приведенные параметры:

Приведенное давление, МПа:

$$I(43) = \pi1 = \frac{(P1 + 0.1)}{Pкр}$$

$$O(43) = 0.272351$$

Приведенная температура, К:

$$I(44) = \tau1 = \frac{T1}{Tкр}$$

$$O(44) = 0.352168$$

$$I(45) = \frac{\pi1}{\tau1}$$

$$O(45) = 0.773357$$

$$I(46) = \text{if} \left[\frac{\pi1}{\tau1} \leq 0.5, k_1 = Kn, k_2 = Kn, k = Kn \right]; k$$

$$O(46) = 1.3$$

Определяем критическое отношение давлений по формуле:

$$I(47) = (\beta^*)_a = \left(\frac{2}{(k + 1)} \right)^{\frac{k}{(k-1)}}$$

$$O(47) = 0.545728$$

При истечении среды из отверстия с острыми кромками, каковыми являются ПУ, максимальный расход устанавливается при меньшем отношении давлений. Для предохранительных клапанов установлено, что:

$$I(48) = (\beta^*)_{кл} = 0.57 (\beta^*)_a$$

$$O(48) = 0.311065$$

Критическое истечение с постоянным максимальным расходом происходит при отношении давлений за и перед ПУ:

$$I(49) = \beta^* = \frac{P2 + 0.1}{P1 + 0.1}$$

$$O(49) = 0.0584795$$

Определяем коэффициент докритического расхода $(B_2)_a$, учитывающий соотношение давлений за и перед ПУ. При максимальном критическом расходе среды $\beta^* \leq (\beta^*)_{кл}$, коэффициент $(B_2)=1$ [2, стр.50].

$$I(50) = B_2 = 1$$

$$O(50) = 1$$

Определяем коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов и паров при рабочих параметрах при $\beta_a \leq (\beta^*)_a$:

$$\ln(51) = \beta_3 = 1.59 \sqrt{\frac{k}{k+1}} \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}}$$

Out(51)= 0.750203

Определяем коэффициент $(\beta_1)_{(z=1)}$, учитывающий физико-химические свойства газов и паров при температуре и коэффициенте сжимаемости $(z)=1$.

$$\ln(52) = \beta_1 = 5.46 \beta_3 \sqrt{\frac{M}{T_1}}$$

Out(52)= 2.67034

Определим коэффициент $(\beta_1)_a$, учитывающий физико-химические свойства газов и паров:

$$\ln(53) = (\beta_1)_a = \frac{\beta_1}{\sqrt{z}}$$

Out(53)= 2.67034

При $m = mk = 1100$ кг/ч находим произведение $(\alpha_1 F)_R$, мм²:

$$\ln(54) = (\alpha_1 F)_R = \frac{mk}{10 (\beta_1)_a \beta_2 (P_1 + 0.1)}$$

Out(54)= 24.0896

$$\ln(55) = 67.65548625015305^{\wedge}$$

Out(55)= 67.6555

В качестве ПУ выбираем пружинный полноподъемный предохранительный клапан $\alpha_1 = 0,6$ по таблице П22[2, стр.177].

ln(56)= [Hyperlink\["Таблица П22, Приложение 1, Inc.",
гиперлинк
"http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_22.pdf"\]](http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_22.pdf)

Out(56)= Таблица П22, Приложение 1, Inc.

Площадь узкого сечения седла, мм²:

$$\ln(57) = \alpha_1 = 0.6$$

Out(57)= 0.6

$$\ln(58) = (F_c)_R = \frac{(\alpha_1 F)_R}{\alpha_1}$$

Out(58)= 40.1494

Диаметр узкого сечения седла, мм:

$$\ln(59) = (d_c)_R = \sqrt{\frac{(F_c)_R}{0.785}}$$

Out(59)= 7.15162

Исходя из полученных данных (d_c)_н=11,9851 мм и $P_p = 0,45$ МПа, выбираем предохранительный пружинный полноподъемный клапан типа СППК4-16 на условное давление 1,6 МПа. Исполнение 17нж13ст, характеристика среды А - агрессивная, диаметром седла $d_c=40$ мм из приложения по таблице П5 [2, стр. 165].

In(80)= [Hyperlink\["Таблица П5, Приложение 1, Inc.",
гиперлинк
"http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_5.pdf"\]](http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_5.pdf)

Out(80)= Таблица П5, Приложение 1, Inc.

Выполним проверку выбранного клапана с $d_c=40$ мм, $\alpha_1=0.6$ по формуле Ростехнодзора.

При $k_G=1,3$ и $\beta^*=0.166667$ определяем коэффициент В по таблице П11 [2, стр.170].

In(81)= [Hyperlink\["Таблица П11, Приложение 1, Inc.",
гиперлинк
"http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_11.pdf"\]](http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_11.pdf)

Out(81)= Таблица П11, Приложение 1, Inc.

In(82)= $d_c = 40$

Out(82)= 40

In(83)= k

Out(83)= 1.3

In(84)= β^*

Out(84)= 0.0584795

In(85)= $B = 0.515$

Out(85)= 0.515

Определяем площадь седла, мм².

In(86)= $\rho = \frac{M}{22.4}$

Out(86)= 0.937156

In(87)= $F_{nr} = \frac{mk}{5.03 \alpha_1 B \sqrt{(P_1 + P_2) \rho}}$

Out(87)= 576.166

Определяем расчетный диаметр ПК, мм.

In(88)= $d_{nr} = \sqrt{\frac{F_{nr}}{0.785}}$

Out(88)= 27.0919

In(89)= $d_c \geq d_{nr}$

Out(89)= True

Вывод.

Произведен расчет и подбор предохранительного устройства для входного фильтра-сепаратора газокомпрессорной станции (предохранительный пружинный полноподъемный фланцевый клапан типа СППК4-16).

Выполнена проверка выбранного клапана по формуле Росгортехнодзора (условие выполняется).

Расчетный диаметр ПК составил $d_{nr}=36,2913$ мм, что удовлетворяют условию $d_c \geq d_{nr}$. Исполнение 17нж13ст, характеристика среды А - агрессивная. Клапан работает при максимальной температуре $(t_p)_{max} = 600$ °С с условным давлением $P_y = 1,6$ МПа.

Заключение по проделанной работе

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены основные способы защиты оборудования от аварийного превышения давления, была рассмотрена методика расчета и подбора предохранительного клапана.

Приведены основные нормы и методы расчета, подбора и проектирования предохранительных устройств, рассмотрено современное программное обеспечение, применяемое при проектировании средств защиты.

Произведен расчет и подбор предохранительного пружинного полноподъемного фланцевого клапана типа СППК4 – 16 с диаметром 37 мм на условное давление 1,6 МПа. Исполнение 17нж13ст, характеристика среды А – агрессивная.

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
4KM71	Эрдынеев Саян Биликтуевич

Школа		Подразделение	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.08.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
<i>Работа с информацией, представленной компанией ОАО «Томскнефть» ВНК</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>1 Расчет производственной мощности.</i>
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>2 Режим работы персонала.</i>
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>3 Расчет амортизационных отчислений.</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>4 Расчет себестоимости.</i>
	<i>5 Расчет технико-экономических показателей.</i>
	<i>6 Расчет точки безубыточности.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Калькуляция себестоимости товарной нефти
2. Графики определения точки безубыточности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM71	Эрдынеев Саян Биликтуевич		

8.1 Расчёт производственной мощности

Производственная мощность действующей установки – это максимально возможный годовой выпуск готовой продукции в номенклатуре и ассортименте, предусмотренных на плановый период при наилучшем использовании производственного оборудования.

Производительность оборудования равна 6130 т/сутки.

$$M = \Pi T_{\text{эфф}} K_{\text{об}},$$

где Π – производительность оборудования в единицу времени;

$T_{\text{эфф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования;

$K_{\text{об}}$ – количество однотипного оборудования, установленного в цехе.

Эффективный фонд времени оборудования:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{ном}} - T_{\text{ППР}} - T_{\text{ТО}},$$

где $T_{\text{ном}}$ – номинальный фонд работы оборудования;

$T_{\text{ППР}}$ – время простоя в ремонтах за расчетный период;

$T_{\text{ТО}}$ – время технологических остановок.

$$T_{\text{ном}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В таблице 9 представлен баланс рабочего времени оборудования.

Таблица 9 – Баланс рабочего времени оборудования

Показатели	Количество дней	Количество часов
Календарный фонд времени	365	8760
Режимные потери рабочего времени		
• выходные	-	
• праздники	-	

Продолжение таблицы 9

Номинальный фонд рабочего времени	365 (8 640)	8760
Простой оборудования в ремонтах	14	336
Эффективное время работы	346	346

Производственная мощность равна:

$$M = 6130 \cdot 346 \cdot 1 = 2120935 \text{ т/год.}$$

Для анализа использования оборудования рассчитываем экстенсивный и интенсивный коэффициенты.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен:

$$K_{\text{экс}} = T_{\text{эфф}} / T_{\text{ном}} = 346 / 360 = 0,96 .$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен:

$$K_{\text{инт}} = Q_{\text{ин}} / Q_{\text{макс}} = 3780 / 4720 = 0,8 ,$$

где $Q_{\text{ин}}$ – производительность единицы оборудования в единицу времени;

$Q_{\text{макс}}$ – максимальная производительность в единицу времени.

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$K_{\text{им}} = K_{\text{экс}} \cdot K_{\text{инт}} = 0,96 \cdot 0,8 = 0,77 .$$

Для определения фактического выпуска продукции рассчитывается производственная программа ($N_{\text{год}}$):

$$N_{\text{год}} = K_{\text{им}} \cdot M = 0,77 \cdot 2120935 = 1633120 \text{ т/год,}$$

где $K_{\text{им}}$ – коэффициент использования мощности.

Вывод: установка работает на неполную мощность, степень загрузки равна 77%.

8.2 Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству

Расчет численности персонала

В таблице 10 представлен расчет численности персонала работающего на установке подготовки нефти.

Таблица 10 – Расчет численности ИТР, служащих и МОП

Профессия	Категория	Тарифный разряд	Количество смен в сутках	Штатная численность
Начальник установки	ИТР	Высшее	1	1
Механик установки		Высшее	1	1
Мастер установки		Высшее	1	2
Технолог		Высшее	1	2
Итого				6
Оператор ТУ	Производственный рабочий	5	1	2
Оператор ООУ		4	1	12
Товарный оператор		4	1	2
Итого				16
Слесарь РТУ	Ремонтно-обслуживающий персонал	4	1	8
Электрик установки		4	1	2
Слесарь КИПиА		4	1	3
Итого				13
ИТОГО				35

Расчет баланса эффективного годового времени одного среднесписочного работника представлен в таблице 11.

Таблица 11- Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника

№	Показатели	Дни	Часы
1.	Календарный фонд рабочего времени	365	8760
2.	Нерабочие дни: <ul style="list-style-type: none"> • выходные • праздничные 	180 -	
3.	Номинальный фонд рабочего времени	185	2220

Продолжение таблицы 11.

4.	Планируемые невыходы: <ul style="list-style-type: none"> • очередные и дополнительные отпуска • невыходы по болезни • декретные отпуска • отпуск в связи с учебой без отрыва от производства • выполнение гос. обязанностей 	28 7 - 14 2	
5.	Эффективный фонд рабочего времени	134	1608

Количество выходных дней в году, ночных смен определяется из графика сменности, таблица 12.

Таблица 12 – График сменности.

Номер смены	Часы работы	Дни месяца														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	8 – 20	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А
2	20 – 8	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б
Отдых		В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В
		Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Номер смены	Часы работы	Дни месяца														
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
3	8-20	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	
4	20-8	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	
Отдых		А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	
		Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	

Расчет годового фонда заработной платы персонала

Расчет годового фонда зарплаты ИТР, служащих и МОП производится на основании их окладов.

Общий фонд заработной платы рабочих за год:

$$Z_{год} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основной фонд заработной платы рабочих, тыс. руб;

$Z_{доп}$ – дополнительный фонд заработной платы рабочих, тыс. руб.

Основной фонд заработной платы для рабочих повременников:

$$Z_{осн} = Z_{тар} + Пр + D_{н.вр.} + D_{пр.дни} + D_{бриг},$$

где $Z_{тар}$ – тарифный фонд заработной платы, тыс. руб.; Пр – оплата премий, тыс. руб.;

$D_{н.вр.}$ – доплата за работу в ночное время, тыс. руб.; $D_{пр.дни}$ – доплата за работу в праздничные дни, тыс. руб.; $D_{бриг}$ – доплата не освобожденным бригадирам, тыс. руб.

Тарифный фонд заработной платы:

$$Z_{тар} = \sum Ч_{сп} \cdot T_{ст} \cdot T_{эфф.раб} ,$$

где $Ч_{сп}$ – списочная численность рабочих данного разряда, чел.; $T_{ст}$ – дневная тарифная ставка данного разряда, тыс. руб.

Размер премий равен 20–70 % от тарифного фонда заработной платы. Принимаем 30%.

По отношению к тарифному фонду заработной платы доплата за праздничные дни составит 30 %.

Доплата за работу в ночное время составляет 20%. Дополнительная зарплата ($Z_{доп}$):

$$Z_{доп} = (D_n \cdot Z_{осн}) / T_{эфф} ,$$

где D_n – количество дней невыхода на работу по планируемыми причинам (отпуск, ученические, гособязанности).

Районный коэффициент для г. Стрежевого – 1,5. Отчисления на социальные нужды на зарплату – 30 % от ($Z_{осн} + Z_{доп}$).

В таблице 13 представлен расчет основной заработной платы персонала.

Таблица 13 – Таблица заработной платы персонала.

Наименование профессий	Списочная численность	Тарифный разряд	Тарифная ставка, руб./час	Основной фонд заработной платы, тыс. руб.					Дополнительный фонд з/п, тыс. руб.	Общий годовой фонд з/п, тыс. руб.	Общий фонд з/п с учетом районного коэф., тыс. руб.
				Тарифн. фонд	Премия	Доплата за ночн. время	Доплата за работу в празд.	Основной фонд з/п			
ИТР	6	5	113,00	1090,22	327,07	218,04	327,07	1962,40	196,24	2158,64	3237,97
Оператор ТУ	2	5	89,50	287,83	86,35	57,57	86,35	518,10	51,81	569,91	854,86
Оператор ООУ	12	4	81,10	1564,91	469,47	312,98	469,47	2816,83	281,68	3098,51	4647,77
Оператор товарный	2	4	80,00	257,28	77,18	51,46	77,18	463,10	46,31	509,41	764,12
Слесарь РТУ	8	4	78,50	1009,82	302,95	201,96	302,95	1817,68	181,77	1999,45	2999,18
Электрик установки	2	4	79,00	254,06	76,22	50,81	76,22	457,32	45,73	503,05	754,57
Слесарь КИПиА	3	4	79,00	381,10	114,33	76,22	114,33	685,97	68,60	754,57	1131,86
Итого:	35			4845,23	1453,57	969,05	1453,57	8721,41	872,14	9593,55	14390,32

Расчет затрат на производство продукции

Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Определение затрат на сырье и материалы производим исходя из принятого объема производства, удельных норм расхода сырья и материалов и планово-заготовительных цен.

Расход деэмульгатора составляет 100 г/ тонну нефти.

Таблица 14 – Расчет годовой потребности в материалах.

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Деэмульгатор	т	45000	0,0001	163,312	0,0045	7349,04
Горючие материалы	л	35	50	81656000	1,75	2857960

Таблица 15 – Расчет потребности в энергии.

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Электроэнергия	кВт*час	2,26	0,6	979872	0,001356	2214,51

Таблица 16 – Расчет амортизационных отчислений.

Наименование основных средств	Стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
1. Здания:			
1.1. Насосные внутренней и внешней перекачки	2000	5	100
1.2. Операторные	1000	5	50
1.3. Административное здание	1000	5	50
Итого:	4000		200
2. Оборудование:			
2.1. Колонна	2000	10	200
2.2. Сепараторы	3000	10	150
2.3. Трубчатая печь ПТБ	3000	10	150
2.4. Электродигедратор	3000	10	150
2.5. РВС	4000	10	200
2.6. Насосы	2500	10	250
Итого:	17500		1100
Итого общее:			1300

Таблица 17 – Калькуляция себестоимости 1 тонны товарной нефти при объеме производства Q=1633120 т/год.

№	Наименование статьи расходов	Единицы измерения	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.		Примечания
				На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год	
1	Сырье и основные материалы							V
	Деэмульгатор	т	45000	0,0001	163,312	0,0045	7349,04	
	Горючие материалы	л	35	50	81656000	1,75	2857960,00	
2	Энергия на технологические нужды							
	Электроэнергия	кВт*час	2,26	0,6	979872	0,00	2214,51	
	Итого условно-переменных издержек						2867523,55	
3	З/П основных произв. рабочих					0,00384	6266,75	C
4	Отчисления на СН (30%)					0,00115	1880,03	C
5	РСЭО							C
	Амортизационные отчисления оборудования					0,01072	17500,00	
	З/П вспомогательных рабочих					0,00299	4885,60	
	Отчисления на СН					0,00090	1465,68	
	Текущий ремонт оборудования					0,11727	191520,00	
	ИТОГО						215371,28	

Продолжение таблицы 17.

6	Цеховые расходы							С
	Амортизационные отчисления на здания и сооружения					0,01225	20000,00	
	З/П ИТР, МОП, служащих					0,00198	3237,97	
	Отчисления на СН					0,00059	971,39	
	Охрана труда и ТБ					0,00132	2158,55	
	ИТОГО						26367,90	
7	Общезаводские расходы					0,00676	11044,70	С
8	Расходы на освоение и подготовку производства					0,00145	2373,92	С
9	Внепроизводственные расходы					0,24922	407007,66	V

8.2.1 Определение цены готовой продукции

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = C \cdot (1 + P / 100),$$

где C – полная себестоимость единицы готовой продукции; P – рентабельность продукции (%).

Рентабельность продукции можно принять от 10% до 25%. Принимаем 25%

Себестоимость единицы готовой продукции равно 2,166 тыс. руб.

$$Ц = 2,166 (1 + 25/100) = 2,7078 \text{ тыс. руб.}$$

Анализ безубыточности по действующему производству

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($V_{\text{ПР}}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$V_{\text{ПР}} = \text{Изд.}_{\text{пост}} + \text{Изд.}_{\text{пер}}$$

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{\text{Изд.}_{\text{пост}}}{\text{Ц} - \text{Изд.}_{\text{пер}}}$$

1 ГП $\text{пер } 1 \text{ ГП}$

где $\text{Ц}_{1 \text{ ГП}}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд.}_{1 \text{ ГП}}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

$$Q_{\text{кр}} = \frac{263304,5786}{2,7078 - 2,005} = 374648,58 \text{ т.}$$

2. Графическим способом:

Графически точка безубыточности определяется согласно рисунку 32.

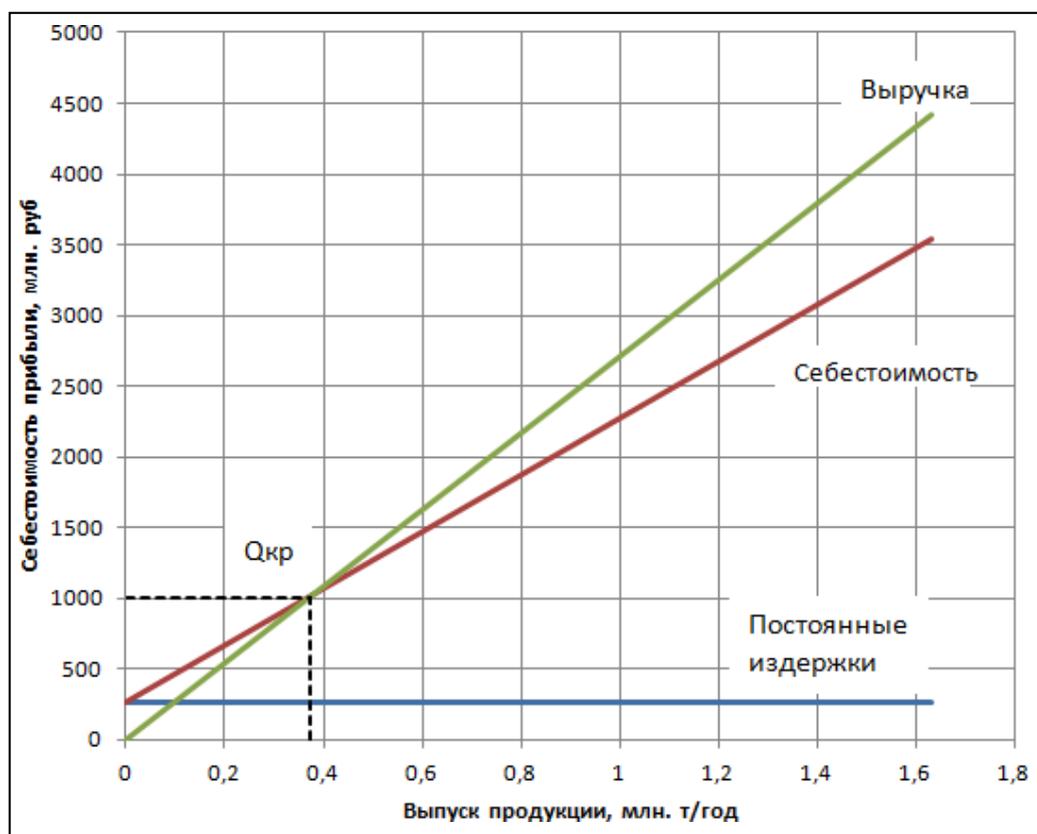


Рис. 32 – График безубыточности

8.2.2 Расчет производственной мощности на плановый период при увеличении объема производства до 2 014 888 т/год

Поскольку установка работает лишь на 77% от максимальной нагрузки, увеличим годовое производства до 95% от мощности.

Таблица 18 – Расчет годовой потребности в сырье и материалах.

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Деэмульгатор	т	45000	0,0001	201,4888312	0,0045	9066,997403
Горючие материалы	л	35	50	100744415,6	1,75	3526054,545

Таблица 19 – Расчет потребности в энергии.

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Электроэнергия	кВт*час	2,26	0,6	1208932,987	0,001356	2732,188551

Таблица 20 – Калькуляция себестоимости 1 тонны товарной нефти при объеме производства Q = 2 014 888 т/год.

№	Наименование статьи расходов	Единицы измерения	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.		Примечания
				На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год	
1	Сырье и основные материалы							V
	Дезмульгатор	т	45000	0,0001	201,48	0,0045	9066,99	
	Горючие материалы	л	35	50	100744415,6	1,75	3526054,54	
2	Энергия на технологические нужды							
	Электроэнергия	кВт*час	2,26	0,6	1208932,987	0,001356	2732,18	
	Итого условно-переменных издержек						3537853,73	
3	З/П основных произв. рабочих					0,0031102	6266,75	C
4	Отчисления на СН (30%)					0,0009331	1880,025	C
5	РСЭО							C
	Амортизационные отчисления оборудования					0,0086853	17500	
	З/П вспомогательных рабочих					0,0024248	4885,60	
	Отчисления на СН					0,0007274	1465,7	
	Текущий ремонт оборудования					0,0950524	191520	
	ИТОГО						214665,6	

Продолжение таблицы 20.

6	Цеховые расходы							С
	Амортизационные отчисления на здания и сооружения					0,0099261	20000	
	З/П ИТР, МОП, служащих					0,001607	3237,9	
	Отчисления на СН					0,0004821	971,4	
	Охрана труда и ТБ					0,0010713	2158,54	
	ИТОГО						26367,9	
7	Общезаводские расходы					0,0054815	11044,7	С
8	Расходы на освоение и подготовку производства					0,0011782	2373,91	С
9	Внепроизводственные расходы					0,2452496	494150,58	V

8.2.3 Определение цены готовой продукции

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = 2,13 \cdot (1 + 25/100) = 2,66 \text{ тыс. руб.}$$

Для дальнейших расчетов примем цену 1 т нефти 2,7078 тыс. руб.

Анализ безубыточности по действующему производству Определение точки

безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{кр} = \frac{263304,5786}{2,7078 - 2,0001} = 372543,46 \text{ т}$$

2. Графическим способом:

Графически точка безубыточности определяется согласно рисунку 33.

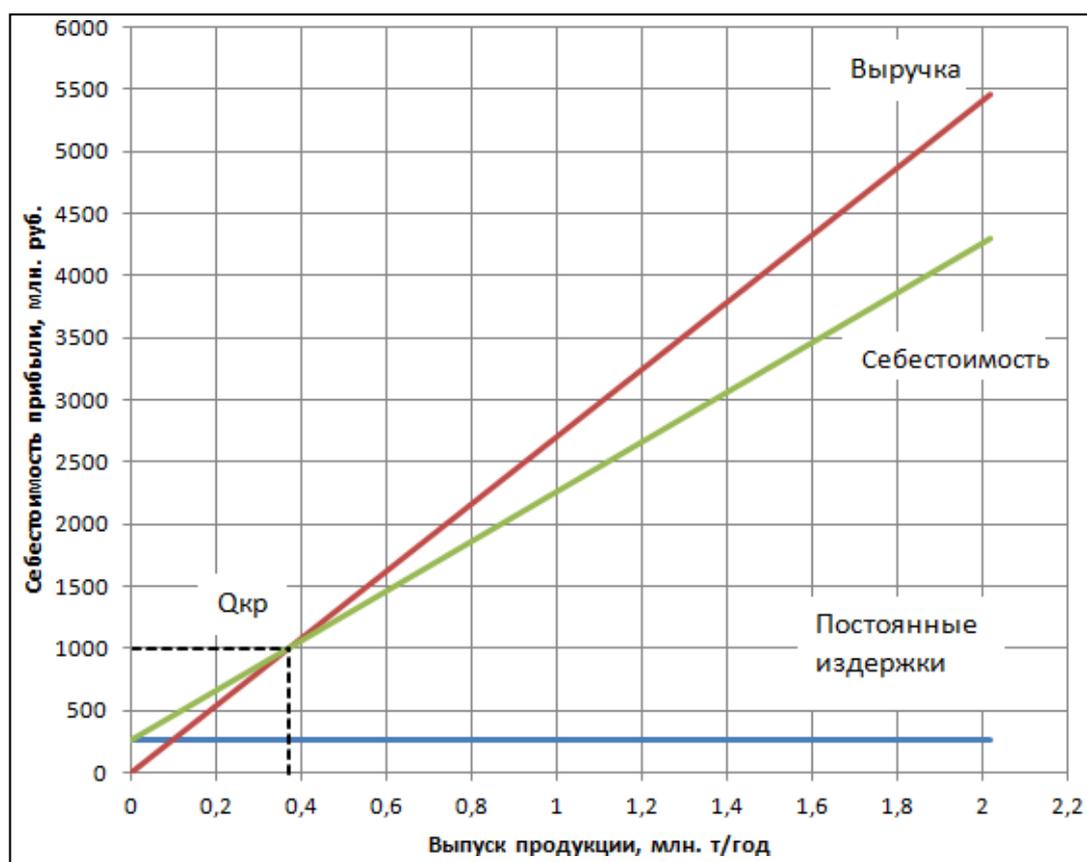


Рис. 33 – График безубыточности

8.3 Определение технико-экономических показателей

Таблица 21 – Техничко-экономические показатели.

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетный год	Плановый год	Относительное изменение, %
1. Объем производства	т	1633120,00	2014888,31	23,3
2. Объем продаж	т	1633120,00	2014888,31	23,3
3. Цена 1 тонны	тыс. руб.	2,7078	2,66	1,6
4. Выручка от продажи (2*3)	тыс. руб.	4422294,73	5369136,11	21,4
5. Суммарные издержки	тыс. руб.	3537835,79	4295308,89	21,4
5.1. Издержки переменные	тыс. руб.	3274531,21	4032004,31	23,1
5.2. Издержки постоянные	тыс. руб.	263304,58	263304,58	
6. Операционная прибыль (4-5)	тыс. руб.	884458,95	1073827,22	21,4
7. Налог на прибыль (6*20%)	тыс. руб.	176891,79	214765,44	21,4
8. Чистая прибыль (6-7)	тыс. руб.	707567,16	859061,78	21,4
9. Себестоимость 1 тонны	тыс. руб.	2,166	2,13	1,66
10. Стоимость основных средств	тыс. руб.	17500,00	17500,00	
11. Численность основных рабочих	чел.	35,00	35,00	
12. Фондовооруженность (10/11)	тыс. руб./чел	500,00	500,00	
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб.	252,70	306,81	21,4
14. Фондоемкость (10/4)	руб./руб.	0,004	0,003	17,6
15. Производительность труда (4/11)	тыс. руб./чел	126351,28	153403,89	21,4
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	20,00	20,00	
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	15,9	16,00	0,63
18. Критический объем продаж (Qкр)	т.	374648,58	372543,47	0,56
19. Критический объем продаж (Qкр)	руб.	1014503,79	992728,27	2,14

В результате увеличения загрузки производственной мощности до 2014888,3 тыс. и, соответственно, использования «эффект масштаба», мы получили следующие изменение основных ТЭП, представленный в таблице 21:

Таблица 22 – изменение основных технико-экономических показателей.

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетный год	Плановый год	Относительное изменение, %
-------------------------	----------	--------------	--------------	----------------------------

Снижение себестоимости	тыс. руб.	2,166	2,13	1,66
Увеличение выручки от продажи	тыс. руб.	4422294,73	5369136,11	21,4
Увеличение чистой прибыли	тыс. руб.	707567,16	859061,78	21,4
Увеличение выплат по налогам	тыс. руб.	176891,79	214765,44	21,4
Увеличение показателя фондоотдачи	руб./ руб.	252,70	306,81	21,4
Увеличение производительности труда	тыс. руб./чел.	126351,28	153403,89	21,4
Увеличение рентабельности продаж	%	15,9	16	0,63
Точка безубыточности снизилась	т.	374648,579	372543,4667	0,56

8.4 Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности рекомендуется производить путём сравнения затрат с экономическим эффектом как денежным выражением результата по формуле:

$$\text{Эффективность (Э)} = (\text{Результат (Р)} / \text{Затраты (З)}) * 100\%$$

Затраты (З) и результаты (Р) могут сопоставляться между собой различными способами, при этом получаемые показатели имеют разный смысл, акцентируя ту или иную сторону категории «эффективность»:

показатель вида P/Z характеризует результат, получаемый с единицы затрат;

отношение Z/P означает удельную величину затрат, приходящихся на единицу достигаемого результата;

разница $P-Z$ характеризует абсолютную величину превышения результатов над затратами;

показатель $P-Z/Z$ даёт оптимальную величину эффекта;

показатель $P-Z/P$ отражает удельную величину эффекта, приходящуюся на единицу получаемого результата.

В настоящее время используются различные термины, по-своему характеризующие соотношение результата с определёнными целевыми установками –

результативность, целесообразность, экономичность, производительность, действенность.

Эффективность – характеристика процессов и воздействий сугубо управленческого характера, отражающая прежде всего степень достижения преследуемых целей, поэтому эффективностью обладает лишь целенаправленное взаимодействие.

Под эффективностью также понимают:

- определённый конкретный результат (эффективность действия чего-либо);
- соответствие результата или процесса максимально возможному, идеальному или плановому;
- функциональное разнообразие систем;
- числовую характеристику удовлетворительности функционирования;
- вероятность выполнения целевых установок и функций;
- отношение реального эффекта к требуемому (нормативному) эффекту.

В данной работе будет произведена оценка эффективности модернизации нефтегазового сепаратора. Иными словами, будет произведена оценка того, насколько экономически выгодно осуществлять модернизацию сосуда, возможно, что проще и дешевле будет приобрести новый аппарат.

Для расчета экономической эффективности был проведен мониторинг рынка сепараторов. По результатам мониторинга было установлено, что средняя стоимость сепаратора с необходимыми параметрами работы, а также с той укомплектованностью, которая имеется на модернизируемом нами аппарате, составила 420 тыс. рублей. При этом, также необходимо произвести доставку оборудования транспортной компанией. Транспортные компании предлагают наиболее дешевую доставку железнодорожным сообщением. Стоимость доставки составит 73000р. Данная цена складывается из стоимости за массу товара, а также за его габариты.

$$\text{Затраты} = \text{стоимость товара} + \text{доставка} = 420000 + 73000 = 493000 \text{ рублей}$$

Для примера расчета рассмотрим, какие затраты будут необходимы на проектирование, заказ, установку некоторых узлов сепаратора и на поверочный расчет уже имеющихся узлов этого же аппарата. Для модернизации нашего аппарата необходимо спроектировать и заказать следующие узлы:

Стоимость оказания услуг по проектированию данных узлов, исходя из объема и сложности расчетов:

-проектирование каплеуловителя струнного типа– 1000 рублей;

- проектирование перегородок – 1000 рублей;

Стоимость оказания услуг по производству поверочного расчета отдельного звена аппарата:

-поверочный расчет обечайки – 3000 рублей;

-поверочный расчет днищ – 2500 рублей;

-поверочный расчет фланцевых соединений – 4500 рублей;

-поверочный расчет штуцеров – 5000 рублей;

-поверочный расчет опор аппарата – 3000 рублей;

Стоимость производства деталей на заказ, либо их покупка:

-проектирование каплеуловителя струнного типа– 1000 рублей;

- перегородки –1000 рублей;

Затраты на каждую произведенную деталь:

$$Z_i = Pr_i + C_i$$

Pr_i - затраты на проектирование детали, руб;

C_i – затраты на заказ либо покупку детали, руб;

Затраты на каплеуловителя струнного типа:

$$Z_1 = 1000 + 1000 = 2000 \text{ рублей}$$

Затраты на перегородки:

$$Z_4 = 1000 + 1000 = 2000 \text{ рублей}$$

Общие затраты (с учетом затрат на поверочный расчет),руб:

$$Z = \sum Z_i + \sum P_i$$

$\sum P_i$ -сумма затрат на поверочный расчет старых узлов аппарата, руб.

$$Z = 3000 + 2500 + 4500 + 5000 + 3000 + 2000 + 2000 = 21000 \text{ рублей}$$

Сведем расчеты в таблицу:

№ п/п	Наименование узла аппарата	Стоимость проектирования/п оверки, руб.	Стоимость на заказ/покупку , руб.	Кол-во, шт.	Всего , руб.
1	Каплеуловители струнного типа	1000	9000	15	135000
2	Перегородки	1000	1540	12	18480
3	Обечайка	3000		1	3000
4	Днища	2500		2	5000

5	Фланцевые соединения	4500		5	76500
6	Штуцера	5000		4	85000
7	Опоры	3000		2	6000
Итого					328980

Эффективность = результат/затраты*100%= 420000/328980*100%=127%

Экономия средств==420000-328980=91020 рублей.

Вывод:

В ходе данной работы была рассчитана себестоимость 1 тонны товарной нефти при объеме производства 1633120 т/год. Было предложено увеличения производственной мощности до 2 014 888 т/год соответственно, использования «эффект масштаба», мы получили следующие изменение основных ТЭП, представленных в таблице 22. Также была рассчитана экономическая эффективность на примере оценки модернизации нефтегазового сепаратора.

9. Социальная ответственность
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ71	Эрдынеев Саян Биликтуевич

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.08.02 Энерго-и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Тема ВКР:

Разработка основного технологического оборудования установки подготовки нефти месторождения поселка «Пионерный»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования – концевая сепарационная установка, электродегидратор.</i></p> <p><i>Рабочая зона – УПН «Пионерный».</i></p> <p><i>Область применения – Нефтеперерабатывающая промышленность.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ</p> <p>-ГОСТ 12.0.004-2015;</p> <p>-Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г.</p> <p>- Федеральный закон № 421-ФЗ от 28.12.2013 г.</p> <p>-Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>- Химически опасные и вредные вещества</p> <p>- Повышенный уровень шума</p> <p>- Отклонение показателей микроклимата</p> <p>- Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>- Взрывоопасность</p>

	- Пожаровзрывоопасность - Электробезопасность
3. Экологическая безопасность:	- вредные вещества, выбрасываемые источниками загрязнения (метанол, диоксид углерода, оксид углерода); - производственно-дождевые сточные воды, содержащие нефтяные и взвешенные вещества, подтоварная вода (нефтепродукты, масла, фенол, ароматические углеводороды, сульфаты); - отходы в виде шламов, скапливающихся в резервуарах, (окисленные углеводороды (смолы, асфальтены, парафины), различные химические реагенты, использованные в процессе добычи, сбора и подготовки нефти - разработаны решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения - пожар, взрыв - разгерметизация - прекращении подачи на установку электроэнергии, топливного газа, нефти, воздуха КИПА

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Эрдынеев Саян Биликтуевич		

Введение

Установка подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный») входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №4 (ЦППН-4) и предназначен для окончательного разгазирования и обезвоживания нефти, поступающей с установок предварительного сброса воды (УПСВ) Первомайского, Западно – Катьлыгинского, Ломового, Оленьего, Южно-Черемшанского Двуреченского месторождений, УПН Крапивинского и Двуреченского месторождений, недегазированной жидкости с Онтонигайского, Катьлыгинского и Нижнепервомайского месторождений и подачи товарной нефти в нефтепровод Васюган-Раскино.

Местонахождение объекта: Томская область, Каргасокский район, п.Пионерный

В данной магистерской диссертации рассматривается безопасность и экологичность нахождения сотрудников в цехе подготовки и перекачки нефти. Безопасность включает в себя влияние опасных и вредных факторов, их анализ и меры их профилактики.

В настоящем разделе рассматриваются вопросы охраны труда, связанные с работой в цехе, а также разрабатываются мероприятия по предотвращению воздействия на здоровье опасных и вредных факторов для работников цеха и создание безопасных условий труда для обслуживающего персонала.

9.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательство РФ об охране труда основывается на Конституции РФ и состоит из федерального закона, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов субъектов РФ. Среди них можно выделить федеральный закон “Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний”. Для реализации этих законов приняты Постановления Правительства РФ “О государственном надзоре и контроле за соблюдением законодательства РФ о труде и охране труда”, “О службе охраны труда”, “О Федеральной инспекции труда” и др.

Управление охраной труда осуществляет блок федеральных органов исполнительной власти, руководимый Министерством здравоохранения и социального развития Российской Федерации (Минздравсоцразвития). Оно осуществляет функции государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере

здравоохранения и социального развития, социального страхования, условий и охраны труда и т. д.

Функции по контролю и надзору, которые ранее осуществлялись Санэпиднадзором Минздрава России, переданы Федеральной службе по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Роспотребнадзор).

Федеральная служба по труду и занятости (Роструд) осуществляет функции по надзору и контролю в сфере труда, а также государственный надзор и контроль за соблюдением, в частности, трудового законодательства и нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права; установленного порядка расследования и учета несчастных случаев на производстве.

Федеральное агентство по здравоохранению и социальному развитию (Росздрав) организует деятельность по установлению связи заболевания с профессией, государственной службы медико-социальной экспертизы и др.

Федеральная служба по надзору в сфере здравоохранения и социального развития (Росздравнадзор) осуществляет контроль за порядком организации осуществления медико-социальной экспертизы; порядком установления степени утраты профессиональной трудоспособности в результате несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и др.

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Роспотребнадзор) — государственный санитарно-эпидемиологический надзор за соблюдением санитарного законодательства; организует деятельность системы санитарно-эпидемиологической службы РФ.

В федеральном законе “О пожарной безопасности” (1994) определяются общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в России, дается регулирование отношений между органами государственной власти, органами местного самоуправления, предприятиями, организациями, крестьянскими хозяйствами и иными юридическими лицами независимо от форм собственности. Федеральный закон “О промышленной безопасности опасных производственных объектов” (1997) определяет правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организаций к локализации последствий аварии.

9.2. Производственная безопасность

Технологическая установка подготовки нефти является взрывопожароопасным объектом. Применяемые на установке реагенты обладают токсичностью и являются опасными для здоровья человека. Вредное влияние, оказываемое нефтепродуктами на организм человека при систематическом соприкосновении с ними или вдыхание их паров, может привести к профзаболеваниям и отравлениям. Анализ причин пожаров, взрывов и несчастных случаев на нефтеперерабатывающих предприятиях показывает, что в подавляющем большинстве они возникли из-за несоблюдения графика планово-предупредительного ремонта, из-за отклонения технологического режима, а зачастую из-за незнания или грубого нарушения техники безопасности. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды (включающей в себя технологические площадки и рабочие зоны) представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
1. Химически опасные и вредные вещества	+	+	+	- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности - ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть» - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности» - СП 51.13330.2011. Защита от шума. - СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». - ГОСТ 30494-2011. «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях». - СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных
2. Повышенный уровень шума		+	+	
3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		+	+	
5. Взрывоопасность.	+	+	+	
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;	+	+	+	

		+	+	зданий». -ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. -ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования Актуализированная редакция -СНиП 23-03-2003. -ГОСТ 12.1.011-78 «СМЕСИ ВЗРЫВООПАСНЫЕ Классификация и методы испытаний» . -ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». - ГОСТ 12.1.002–84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. -ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования». - ГОСТ 12.1.044-2018 – «Пожароопасность веществ и материалов».
--	--	---	---	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1. Химически опасные и вредные вещества

В соответствии с ГОСТ [19] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности в соответствии ГОСТ [20].

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³.

При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C₁ – C₁₀ не более 300мг/м³.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Предлагаемые средства защиты

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011-89, ГОСТ 12.4.103-83, ГОСТ 12.4.111-82, ГОСТ 12.4.112-82.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2017.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068-79.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021-75. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства.

2. Повышенный уровень шума.

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003 – 83.

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;

- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании.

3. Отклонение показателей микроклимата.

Микроклимат производственных помещений – климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также интенсивности теплового излучения от нагретых поверхностей. Для создания благоприятных условий работы, соответствующих физиологическим потребностям человеческого организма, санитарные нормы устанавливают оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне помещения. Рабочая зона ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола, где находится рабочее место. При этом нормируются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха, данные представлены в таблице 24.

Таблица 24. Микроклиматические условия рабочей зоны с учетом избытков тепла, времени года и тяжести выполняемой работы согласно СанПин 2.2.4.548-96.

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С°		Относительная влажность, %		Скорость воздуха, м/сек	
		Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Допустимое значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Iб	23	19-24	40	15-75	0,1	0,1-0,2
Теплый		26	20-28	45	15-75	0,2	0,1-0,3

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

При освещении производственных помещений используется естественное – за счёт солнечного излучения, искусственное – за счёт источников искусственного света, и совмещённое освещение.

Освещённость нормируется СНиП 23 – 05 – 95.

На производстве для освещения помещения операторной принимаются четыре светильника с диффузно – рассеивающим отражением, по две лампы в каждом, оснащенные лампами ЛБ-65 с величиной световой отдачи 70,0 лм / Вт. В помещении операторной необходимо предусмотреть аварийное освещение (5% основного, но не менее 2 лк), а также в нефтяной лаборатории в помещении для анализа

нефтепродуктов. Аварийное, эвакуационное освещение (на полу помещений не менее 2 лк, на открытых территориях не менее 0,2 лк) необходимо в насосных, компрессорных станциях, открытых площадках электродегидраторов, отстойников, сепараторов, на складе реагента – деэмульгатора, на площадках дозирования реагента. Вдоль границы территории цеха устроено охранное освещение.

5. Взрывоопасность.

ГОСТ 12.1.011-78 Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Данный стандарт распространяется на взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом, образующиеся в процессе производства во взрывоопасных средах, способные взрываться от постороннего источника поджигания, в которых применяется взрывозащищенное электрооборудование.

Взрыв – быстрое химическое превращение (взрывное горение), сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить механическую работу. Основным источником возникновения взрыва является разгерметизация оборудования и утечка газа. Взрыв смеси может произойти только при определенных соотношениях горючих газов с воздухом или кислородом, характеризуемых нижним и верхним пределами взрываемости. Нижним пределом взрываемости называется то минимальное содержание газа или пара в воздухе, которое при воспламенении может привести к взрыву. Верхним пределом взрываемости называется то максимальное содержание газа или пара в воздухе, при котором в случае воспламенения еще может произойти взрыв. Опасная зона взрываемости лежит между нижним и верхним пределами.

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

- уменьшить или исключить наличие веществ, способных образовывать взрывоопасные смеси;
- установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации;
- контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры
- соблюдать правила работы со взрывоопасными веществами.

6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п. Ч

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

7. Пожаровзрывоопасность

Обеспечение пожарной безопасности зданий и сооружений производится в соответствии с требованиями Федерального закона от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования - каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности. Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации:

- Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-

пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;

- Высокая теплота сгорания веществ и материалов.

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- Использование неисправного оборудования;
- Нарушение технологического режима;
- Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- Нарушение правил ремонтных работ;
- Несоблюдение правил останова технологической установки.

Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования представлена таблица 25.

Таблица 25 – Пожара-профилактические мероприятия

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактическое мероприятия
<u>Сепараторы, ЭГ:</u> - защита аппаратов от перепада давления; - контроль температуры; - контроль уровня внутри аппарата;	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.
<u>Резервуары вертикальные стальные (РВС):</u> - оборудованы аварийным сливом; - контроль уровня нефтепродуктов;	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.
<u>Печи ПТБ:</u> - контроль температуры нефти на входе и выходе; - контроль давления топливного газа; - контроль давления воздуха на горелки; - контроль температуры дымовых газов на выходе из печи; - контроль пламени на горелках печи;	Установка приборов КИПиА; Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу; Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;

9.3. Экологическая безопасность

На установку подготовку нефти поступает сырая нефть, которая разделяется на:

1. Товарную нефть (обезвоженную и обессоленную);
2. Попутный газ;
3. Воду;

4. Некондиционные газы.

Товарная нефть с установки поступает на внешнюю перекачку в магистральный нефтепровод, попутный газ – на установку комплексной подготовки газа. Вода, пройдя систему очистных сооружений, направляется на промыслы в систему поддержания пластового давления, а некондиционные газы, дальнейшая переработка которых экономически нецелесообразна или невозможна, направляются на факел.

Сжигание сбрасываемых газов на факельных устройствах позволяет значительно уменьшить загрязнение окружающей среды токсичными и горючими веществами.

К факельным устройствам предъявляются следующие требования:

- Полнота сжигания, исключая образование вредных промежуточных продуктов;
- Сжигание, исключая образование дыма и сажи;
- Устойчивость факела при изменении расхода и состава сбрасываемых газов;
- Безопасное воспламенение, бесшумность.

Защита атмосферы

Источниками загрязнения атмосферы на предприятии являются:

- факелы, дымовые трубы отопительной котельной, дымовые трубы трубчатых подогревателей;
- не герметичность оборудования и трубопроводов, аварийные ситуации, вентвыбросы.

Вредные вещества, выбрасываемые источниками загрязнения, следующие:

- сажа и окись углерода, образующаяся в результате не полного сгорания газа, сернистый ангидрид (SO₂), образующийся при сгорании сероводорода, содержащегося в газе и оксиды азота, образующиеся при высоких температурах из азота воздуха;
- сырой газ, сухой газ, топливный газ.

Обеспечение безопасной работы УПН прежде всего связано с обеспечением герметичности всей технологической цепочки.

Исключение разгерметизации оборудования предусмотрено при проектировании объекта.

Меры, направленные на предотвращение разгерметизации оборудования и трубопроводов следующие:

- материалы, конструкции сосудов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне температур;

- все соединения трубопроводов выполнены сварными, за исключением фланцевых соединений в местах присоединения арматуры и аппаратов;
- расчетная толщина стенок сосудов определена с учетом расчетного срока эксплуатации и прибавки на компенсацию коррозии;
- наружная поверхность оборудования и трубопроводов имеет антикоррозионное покрытие;
- арматура на трубопроводах предусмотрена из хладостойких сталей.

Состояние воздушной среды в производственных помещениях и в целом по предприятию контролируется заводской химической лаборатории на соответствие ПДК по графику, согласованного с комитетом по охране природы.

Защита гидросферы

В результате технологического процесса на УПН образуются сточные воды, содержащие нефтяные и взвешенные вещества:

- пластовая вода;
- дождевые стоки с территории технологических площадок и обвалований резервуаров.

Для утилизации сточных вод запроектированы отдельные системы канализации:

- напорная сеть – транспортирующая пластовую воду от аппаратов подготовки нефти;
- производственно – ливневая;
- производственная.

Производственно – ливневые стоки по самотечным трубопроводам поступают в емкость для сбора промышленных стоков, а затем перекачиваются в отстойники пластовой воды, где в результате отстоя в течение 8–16 часов достигается очистка стоков до нужных концентраций.

Пластовая вода и дождевые стоки проходят процесс очистки путем механического отстоя в резервуарах отстойниках (РВС 5000 м³). Очищенные стоки самотеком поступают на насосную откачку очищенных стоков и закачиваются в систему ППД. Согласно данным СибНИИНП о допустимых нормах содержания загрязнений в закачиваемых водах месторождений Западной Сибири сточные воды перед закачкой в пласт должны содержать:

- нефтепродуктов не более 45 мг/л;
- механических примесей не более 30 мг/л.

Предусмотренные проектные решения и мероприятия по охране окружающей среды практически исключают возможность прямого загрязнения почвы, поверхностных и грунтовых вод.

Для предотвращения попадания вредных веществ в почву и грунтовые воды предусмотрены асфальтовые покрытия технологических площадок, обвалование резервуаров, сбор дождевых стоков, герметизированная система подготовки нефти, применение коррозионностойких труб; благоустройство территории площадок.

Защита литосферы

Наибольший объем отходов образуется в виде шламов, скапливающихся в резервуарах. Шламы из резервуаров периодически перекачиваются в шламонаполнитель, откуда вывозится автотранспортом на центр по отмывке шлама и нефтезагрязненных грунтов, запроектированным на площадке ЦПС, где производится их очистка и дальнейшее использование при строительстве автодорог.

Шламопоглотитель запроектирован $V=200$ м³, в конструкции шламопоглотителя предусмотрен колодец для сбора отстоявшейся воды, которая поступает через дренажные отверстия в стенке колодца. Накопившаяся в колодце вода отводится самотеком по трубе в другой колодец большего диаметра, имеющего отстойную часть. По мере накопления воды из 2-го колодца вывозится автомашинами в емкость для сбора промышленных стоков, откуда насосом перекачивается в резервуары-отстойники. Конструкция шламопоглотителя исключает загрязнения почв и грунтовых вод.

Годовой объем накопившегося шлама 1075 м³, класс опасности неочищенного шлама 3.

9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям природного характера относятся: лесные и торфяные пожары; сильные морозы (ниже -40 °С); метели и снежные заносы; ураганные ветры.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера – это пожары; взрывы паровоздушных смесей; разливы сильнодействующих ядовитых веществ; отключение электроэнергии; отключение тепла и воды.

На УПН производится контроль загазованной среды, что может предупредить ЧС техногенного характера.

Чтобы избежать лесных и торфяных пожаров, производится вырубка лесного массива вблизи с установкой ставятся ограждения. Летом производится покос травы. Зимой постоянно производят уборку территорий УПН от снега, все оборудование которое находится вне помещения снабжены изоляцией и теплоспутниками. Производится отопление помещений.

Для предотвращения террористических актов на территории цеха ведется видеонаблюдение и установлен контрольно пропускной режим. Вся территория цеха окружена ограждением. Персонал охраны осуществляет обход объекта по периметру с определенным интервалом времени.

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Отказы (неполадки) оборудования возникают при прекращении подачи энергоресурсов (электроэнергии, топливного газа), при коррозии оборудования и трубопроводов. Аварии также могут возникнуть при механических повреждениях и температурных деформациях оборудования.

Ошибочные действия персонала представляют наибольшую опасность при пуске и остановке оборудования в связи с заполнением или опорожнением аппаратов опасными веществами. В случае ошибочных действий может произойти разгерметизация оборудования и, как следствие, крупномасштабная авария.

Установка должна быть остановлена аварийно по плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, сырья, воды, при пожаре, разрушении коммуникаций и аппаратов, а также в случае аварии на соседнем объекте, которая представляет угрозу для цеха.

К работам на установке допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медосмотр, обучение и инструктаж.

После прохождения стажировки на рабочем месте обслуживающий персонал сдает экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Действия обслуживающего персонала УПН в аварийных ситуациях должны быть направлены:

- на спасение людей, находящихся в опасной зоне при аварии и оказание первой помощи пострадавшим;

- на локализацию аварии, отключение аварийного оборудования и приборов;
- на принятие мер по снижению возможных последствий аварий.

Аварийная остановка УПН производится при:

- взрывах
- пожарах;
- разгерметизации оборудования и газопроводов;
- прекращении подачи на установку электроэнергии, топливного газа, нефти,

воздуха КИПиА

Вывод

В разделе социальная ответственность рассмотрена безопасность и экологичность нахождения сотрудников в цехе подготовки и перекачки нефти, поставлены вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Рассмотрены меры исключения несчастных случаев в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду. Данные по разделу могут быть введены в производство, но с использованием дополнительных данных и расчетов.

10. Заключение

В ходе магистерской диссертации были проведены расчеты основных аппаратов цеха подготовки и перекачки нефти, а именно концевой сепарационной установки и электродегидратора. Конструктивные расчеты основного оборудования установки подготовки нефти предусматривали определения толщин стенок аппарата, расчет необходимого укрепления отверстий, расчет фланцевого соединения, расчет несущей способности обечаек от воздействия опорных нагрузок, а также расчет массы аппарата, расчет и выбор стандартных опор.

В разделе «Расчет средства защиты сепаратора» была разработана методика расчета и подбора предохранительного клапана для защиты от превышения давления нефтегазового сепаратора в среде Wolfram Mathematica.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены опасные и вредные факторы производства, проанализированы правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, экологической безопасности, а также рассмотрена безопасность в чрезвычайных ситуациях.

В разделе "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение" рассчитана себестоимость подготовки нефти и рассчитаны основные технико-экономические показатели.

11.Список публикаций студента

№ п/п	Наименование работы, ее вид	Форма работы	Выходные данные	Объем работы, с.	Соавторы
а) научные работы					
1	Зоолошлаковые материалы Краснокаменско й Тэц-сырье для закладки горных выработок	Печ.	материалы международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке»	3	Чистяков Е.А.

12. Список литературы

1. Жирнов Б.С. Первичная переработка нефти: учебное пособие для вузов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005 - 167с.
2. Левченко Д.Н. и др. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения/ М.: «Химия», 1967. - 200 с.
3. Фарамазов С.А. Эксплуатация оборудования нефтеперерабатывающих заводов. М.: Химия, 1969. — 303 с.
4. Лашинский А.А, Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры: Справочник. 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2008. – 752с
5. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Альянс, 2014. – 132 с.
6. Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»)» П1-01.05 ТР-1002 ЮЛ-098 ВЕРСИЯ 2.01 2016г.
7. ГОСТ Р 52857.2-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ. - Москва: Стандартиформ, 2008. - 41 с.
8. ГОСТ Р 52857.3-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внутренних статических нагрузках. - Москва: Стандартиформ, 2009. -30 с.
9. АТК 24.218.06 - 90. Штуцера для сосудов и аппаратов стальных сварных
10. ГОСТ Р 52857.4-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
11. ГОСТ 19281-89. Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия..
12. ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. Основные размеры.
13. ОСТ 26-2091-93. Опоры горизонтальных сосудов и аппаратов. Конструкция.
14. ГОСТ 481-80 Паронит и прокладки из него. Технические условия (с Изменениями N 1-5, с Поправкой).
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

16. ГОСТ 12.2.085 – 2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
17. Беляев В.М. Расчет и проектирование средств защиты. Беляев В. М. Миронов В.М., Сечин А.И. – Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.-184 с.
18. ГОСТ 12.2.085 - 2002 Клапаны предохранительные.
19. ГОСТ 31378 – 2009. Нефть. Общие технические условия.
20. ГОСТ 12.1.007 – 76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
21. ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть»
22. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
24. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
25. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
27. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
28. ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
29. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.
30. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
32. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
33. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
34. Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.
35. ГОСТ Р 22.9.22. – 2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

36. Закон Российской Федерации “О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера”
37. Федеральный закон «О пожарной безопасности».
38. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Креницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. . Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

13. Приложение А

Раздел (4)

Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Эрдынеев Саян Биликтуевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШНПТ НОЦ им.Кижнера

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ажель Юлия Петровна			

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШНПТ НОЦ им. Кижнера

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ажель Юлия Петровна			

Literature review

Separation of gas from oil occurs under the influence of gravitational, inertial forces and due to the selective wetting of oil.

Gravitational separation is due to the difference between the densities of the liquid and gas, i.e. under the influence of their gravity.

Inertial separation occurs with sharp turns of the gas-oil flow, while the fluid, as more inertial, continues to move in a straight line, and the gas changes its direction. As a result, they are divided. This principle is based on the work of a hydrocyclone gas separator, which is carried out by feeding a gas-oil mixture into the cyclone head, in which the liquid is thrown to the inner surface and then flows down into the oil space of the gas separator, and the gas moves in the center of the cyclone.

Film separation is based on the phenomenon of selective wetting of liquid on a metal surface. When a gas flow with a certain amount of oil passes through the louvre nozzles (drift eliminators), the oil droplets, when in contact with the metal surface, wet it and form a continuous liquid film on it. The liquid on this film is kept well enough and when it reaches a certain thickness it starts to flow down continuously. This phenomenon is called the film separation effect or adhesion. Jalousie separators work on this principle.

Treatment technology of oil from gas

The production of oil field wells entering the connection node and merging in the distribution manifold is treated with a demulsifier for more effective water retention, and scale inhibitor for avoiding scaling in the pipelines and internal cavities of process equipment; then water-oil emulsion enters the oil and gas separators with water discharge. In the NNGV, the first stage gas is withdrawn, as well as the discharge of the standing formation water. The separated gas enters the gas separators of the HS to clean it from the dropping liquid. Gas is transported from the gas separators of the GS to the GTES. Also, the gas separators of the HS are supplied with gas to the high-pressure flare manifold: after passing through the gas metering unit and the expansion chambers RC (where the condensed moisture drops out due to the decrease in pressure), the gas enters the high-pressure flare where it is burned. It is possible to supply gas in both directions simultaneously. The reservoir water from the NNGW is taken to the tanks PBC-3000 P-3, 4.

After the NNGV, the liquid is combined into a single stream and enters the oil sedimentation tanks OH, where preliminary oil dehydration takes place. The water drainage

from the oil settling basins is provided by two parallel flows in the RVS-3000 and RVS-3000, respectively for further preparation of the bottom.

Passing through the oil settling tanks, partially dehydrated oil enters the end separation units of the LCC, where deep degassing of oil occurs (the selection of the second stage separation gas). The released gas is taken from the SSC to the low-pressure flare manifold and passes through the gas metering unit and the expansion chamber RK (where the condensed moisture drops out due to the decrease in pressure) to the low-pressure flare where it is burned.

Oil from the end separation plants enters the process tanks of the RVS-5000. For gravity oil sludge (in the process of coagulation water droplets are integrated into larger and heavier ones and, under the action of gravity (gravity), settle to the bottom and accumulate as a layer of bottom water) the diversion of commercial water from the RVS-5000 is envisaged in the RVS-3000, where the preparation of the bottom water takes place. From RVS-3000, commercial water due to gravity, differences in the inflow, is transported to the BKNS (reception of pumps in the RVS-3000).

Oil from the RVS-5000 is fed to the dispensing nozzle from the altitude mark h-7m to the intake of the pump units of the central nervous system and then passes through the oil metering unit to the pressure pipeline to pump oil.

Dangerous and harmful properties of oil and its light and heavy hydrocarbon fractions (gas-liquid oil and gas environment) are as follows:

- explosion and fire hazards of oil and gas environment;
- toxicity of the oil and gas environment;
- chemical aggressiveness of individual fractions and components of the oil and gas environment;
- the ability of the oil and gas environment to penetrate into enclosed cavities and spaces, buildings and structures, accumulate in various depressions and spread over large distances and areas through air, land and water surfaces.

Large unit capacity and high power-to-weight ratio provides:

- significant potentially dangerous destructive capabilities of process equipment in case of breakdowns, damage or accidents;
- dangerous voltage values;
- dangerous or potentially dangerous values of technological parameters, including high pressure, large volumes and flows of oil, gases, chemicals, permanently involved in the process, in some cases high temperature of the external surfaces of the equipment.

Technological features are as follows:

- the continuous nature of the technological process, carried out around the clock, regardless of various climatic and seasonal changes in the state of the environment;
- the need for preventive and repair work in the continuous technological cycle;
- high speed of propagation of pressure waves, including from hydraulic shocks occurring with various changes in modes, emergency stops of process equipment, accidents with a breach of the tightness of pipelines, vessels and other equipment.

The breadth of the range and the specifics of the work at the facility, including those related to the maintenance of electrical and mechanical and technological equipment, means and measuring systems, automation, pumping stations, vessels and tanks, the need for repair and general construction, the use of special equipment for the production of works, large volumes of gas-welding, gas hazardous and other works of increased danger.

The main sources of food harmful to human health are as follows:

- exhausts of gaseous petroleum products from breathing valves of drainage tanks;
- "breathing" of the demulsifier supply capacity.

The most dangerous places on the Onshore Processing Facilities are as follows:

- Oil shipping pump;
- Substandard oil pumping;
- Pump fluid,
- NGSV, GS and HCV platform;
- OH and KSU platforms;
- PTB-10 platform;
- BRH;
- Reservoir park;
- Electrical board;

Gas-hazardous places on the Onshore Processing Facilities are as follows:

- Oil shipping pump;
- Substandard oil pumping;

- Pump fluid,
- NGSV, GS and HCV platforms;
- OH and KSU platforms;
- PTB-10 platform;
- Reservoir park;
- Flaring facilities;
- BRH;
- Warehouse chem. reagent.

Basic measures ensuring safe process management

The technological process at the OPF is conducted continuously in closed devices. The associated petroleum gas is withdrawn by a closed scheme to a torch, and the bottom water to the BKNS.

Parameter control and process control are carried out remotely according to the instruments installed in the operator room using light and sound alarms to achieve maximum permissible and emergency values.

The regulation of the main parameters determining the safety of the process is performed automatically. When the emergency values of the process parameters determining its fire risk are reached, the individual equipment is stopped or the actuating mechanisms prevent the development of an emergency situation (opening of safety valves, stopping of pumps).

For operational impact on the technological process, there is the following possibility of remote control:

- start-up and shutdown of pumping equipment, ventilation unit in pump room;
- control valves;
- electric locks.

With the purpose of timely detection of depressurization of the equipment, as well as gas contamination, the territories (industrial premises) are equipped with gassing sensors of the type GSM-05, the signal from which is put on the control panel into the operator room and interlocks the inclusion of exhaust ventilation. Monitoring of the air environment during pumping the oil and open areas is carried out by analyzing the gas-air medium (GVS) by a portable gas analyzer (SGG 4M, SGG-20) based on the sampling scheme. Analysis of the air and gas environment under normal conditions at the technological site, the oil metering unit and the tank farm, in pumping oil, pumping off-grade oil, is carried out according to the

schedule of periodicity of gas contamination sampling. In case of emergency (high temperature, sharp increase of technological parameters), the analysis of the gas-air environment in all the above-mentioned places should be carried out every two hours. A thorough analysis of the gas-air environment should be recorded in a special journal. In case of GS-05 failure when oil pumping, the frequency of gas-air sampling should be every 15 minutes, until GS-05 faults are eliminated.

The plant's production facilities are equipped with the necessary lighting and electric heating, ventilation and gas alarm systems. The equipment installed in them is securely fixed, has hermetic sealing of flange connections of pipelines and rotating parts of the mechanisms to avoid product leaks, fencing of rotating and moving parts of pumps, control posts and performance monitoring devices, safety ground.

The equipment of open areas is equipped with everything necessary for the maintenance of sites and transitions. The territory of the installation is equipped with external fence, roads and driveways, outdoor lighting, safety signs.

Protection of workers from industrial hazards is ensured by the implementation of a complex of organizational sanitary and technical measures and means aimed at preventing exposure to work harmful production factors, such as:

- carrying out a systematic preventive examination of the technical condition of the equipment and the integrity of the enclosing devices;
- reliable isolation of live parts, protective earth;
- lighting of workplaces in accordance with the norms and requirements;
- production facilities have a system of electrical heating, lighting and ventilation (mechanical and natural);
- air composition of the pump oil and the oil metering unit are constantly monitored by gassing sensors with the output of the signal (light and sound) into the operator room. If the content of explosive hydrocarbon vapors exceeds 20% of the LEL, the exhaust ventilation is activated, and if the excess of 40% of the LEL is switched off, the exhaust ventilation is switched off;
- monitoring of the air condition of open areas is carried out by portable gas analyzers;
- protection against noise and vibration of dynamic equipment, the rooms in which they are located are made of sound-absorbing materials, the equipment is securely fixed and periodically centered, balanced;
- main parameters of the equipment operation are output in the operator room;
- remote control is provided for starting and stopping the equipment;

- a plan for the elimination of the accidents is developed and training sessions are conducted with the personnel using the installation to work out the correct actions, as well as the ways of neutralization of products in emergency cases.

The places, in which the UPN equipment is located, have reinforced concrete pallets and flash to prevent the spreading of oil and oil products in case of depressurization of equipment and pipelines.

When spreading of petroleum products throughout the territory, they are to be cleaned using the improvised means, such as a vacuum machine. It is necessary to remove the soil and take it out to the sludge collector filling the place with sand. To avoid spreading of the oil products throughout the territory, on a large area in places without rubbish dumps, it is necessary to perform earth dumping of the spill site, followed by clean up.

Individual means of protection for workers

In accordance with the legislation of the Russian Federation on labor, the servicing personnel of the UPF is provided with personal protective equipment (PPE) according to the "Norms for the free issue of special clothing, special footwear and other personal protective equipment for employees in the core occupations of managed companies.

Some types of PPE are designed for collective use, such as hose masks, antiphons, safety belts, dielectric mats, dielectric gloves, etc.

Protection against static electricity

To prevent the occurrence of spark discharges from the equipment surface, oil and petroleum products, when moving through pipelines, filling / emptying and steaming tanks, a safety ground of the equipment of tanks and communications is used. Grounding devices for the protection against static electricity should be combined with grounding devices for electrical equipment.

All metallic and electrically conductive non-metallic parts of tank equipment must be grounded, regardless of whether other measures of static electricity protection are applied.

The measurements of electrical resistance of grounding devices must be carried out at least once a year. The results of measurements and repairs are to be recorded in a special magazine.

In order to reduce the potential of static electricity, the initial filling of the apparatus is to be carried out at a minimum speed; the oil emulsion is to be injected into the apparatus under a layer of oil and water.

As neutralizers with strings, cells from a grounded metal grid can be used as devices for discharging a charge inside a filled reservoir.

To prevent dangerous spark discharges accumulating on the body of a person in an explosive area, the electrostatic conductivity of the footwear and the floor on which the person is located must be ensured.

14. Приложение Б

Расчет фланцевого соединения

Исходные данные:

Материал фланцев - сталь 09Г2С

Материал шпилек - сталь 40Х

Материал прокладки - паронит ПОН.

Внутренний диаметр фланца:

$$D=800 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

$$D_n=945 \text{ мм}$$

Рабочая температура:

$$t=40 \text{ }^\circ\text{C}$$

Расчетное давление.:

$$P=1.4 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала при рабочей температуре для шпилек:

$$\sigma_{д.б.}=230 \text{ Мпа}$$

Толщина прокладки:

$$h_n=4 \text{ мм}$$

Диаметр шпильки (рекомендуемый):

$$d=20 \text{ мм}$$

Толщина тарелки фланца:

$$h=45 \text{ мм}$$

Диаметр окружности расположения болтов:

$$D_б=905 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр прокладки:

$$D_{оп}=845 \text{ мм}$$

Толщина втулки фланца в месте присоединения к тарелке:

$$S_1=23 \text{ мм}$$

Толщина втулки фланцев:

$S_0 = 9 \text{ мм}$

Ширина прокладки:

$b_{\text{п}} = 20 \text{ мм}$

Длина конической втулки фланца:

$l = 40 \text{ мм}$

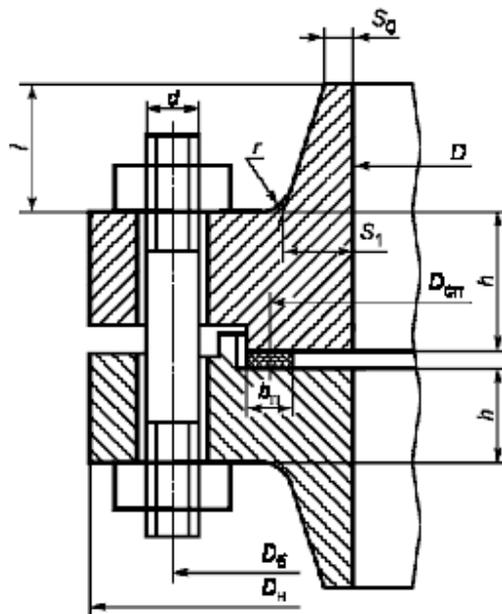
Прибавка на коррозию:

$c_0 = 2 \text{ мм}$

Количество болтов:

$n = 40$

Так как производство пожаро-взрывоопасное, выбираем фланцевое соединение типа "выступ - впадина" с плоским фланцем для обеспечения герметичности фланцевого соединения.



б — фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ — впадина

Рис.16 - Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ- впадина

Расчетная температура фланцев

$$t_{\text{ф}} = 0.96 * t$$

$$t_{\phi} = 38.4$$

Расчетная температура болтов (шпилек):

$$t_{\phi} = 0.85 * t$$

$$t_{\phi} = 34$$

Модуль упругости для стали 40X при рабочей температуре:

$$E = 2.15 * 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 40X при $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{20} = 230 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для стали 40X при температуре испытания:

$$E_{206} = 2.18 * 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 40X при $t = 20 - 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\alpha_6 = 13,4 * 10^{-6} \text{ К}^{-1}$$

$$\alpha_{\phi} = 13,4 * 10^{-6} \text{ К}^{-1}$$

$$\alpha_{кр} = 13,4 * 10^{-6} \text{ К}^{-1}$$

$$\sigma_t = 177 \text{ МПа}$$

Так как фланцы изготавливаются из листового проката [11]

$$\eta := 1$$

$$\sigma_{д.ф.} = 177 \text{ МПа}$$

Расчет фланцевого соединения

Эффективная ширина плоской прокладки

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

$$b_0 = 17 \text{ мм}$$

Таблица 26. Характеристики основных типов прокладок

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

По таблице 26, выбираем характеристики прокладки:

Прокладочный коэффициент:

$$m=2.5$$

Удельное давление обжатия прокладки:

$$q_{обж}= 20 \text{ МПа}$$

Допускаемое удельное давление:

$$q_d= 20 \text{ МПа}$$

Коэффициент обжатия:

$$K_{обж}= 0.9$$

Условный модуль сжатия прокладки:

$$E_n= 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{обж}= 4.513 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

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

$$R_n := \begin{cases} \pi \cdot D_{ср} \cdot b_0 \cdot m \cdot P & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$R_n= 5.641 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечений шпилек:

$$f_6= 245 \text{ мм}$$

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

$$A_6 = 9.8 \cdot 10^3 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d = 2.804 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

Осевое сжимающие усилие

$$F := - \left[0.6 \cdot \left[\frac{\pi \cdot \left(\frac{D}{1000} \right)^2}{4} \right] \cdot 10^6 \right] = -3.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{FM} := \max \left(\left| F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right|, \left| F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}} \right| \right) = 3.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчет податливости прокладки

Податливость прокладки рассчитывают по формуле:

$$y_{п} := \frac{h_{п} \cdot K_{обж}}{E_{п} \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}}$$

$$y_{п} = 3.39 \cdot 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} = 89 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости:

$$L_6 := (L_{60} + 0.56 \cdot d)$$

$$L_6 = 100.2 \text{ мм}$$

Расчет податливости шпилек

Податливость шпилек рассчитывают по формуле:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6}$$

$$y_6 = 4.69 \cdot 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

Расчет параметров фланцев

Параметр длины втулки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0}$$

$$l_0 = 84.853 \text{ мм}$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

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

$$K = 1.181$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

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

$$\beta_T = 1.845$$

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

$$\beta_U = 1.845$$

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

$$\beta_Y = 1.845$$

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

$$\beta_Z = 6.059$$

Расчетный коэффициент β_v , зависящий от соотношения размеров втулки фланца определяют по рисунку 29 в зависимости от:

$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 2.556$$

$$x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot S_0}} = 0.471$$

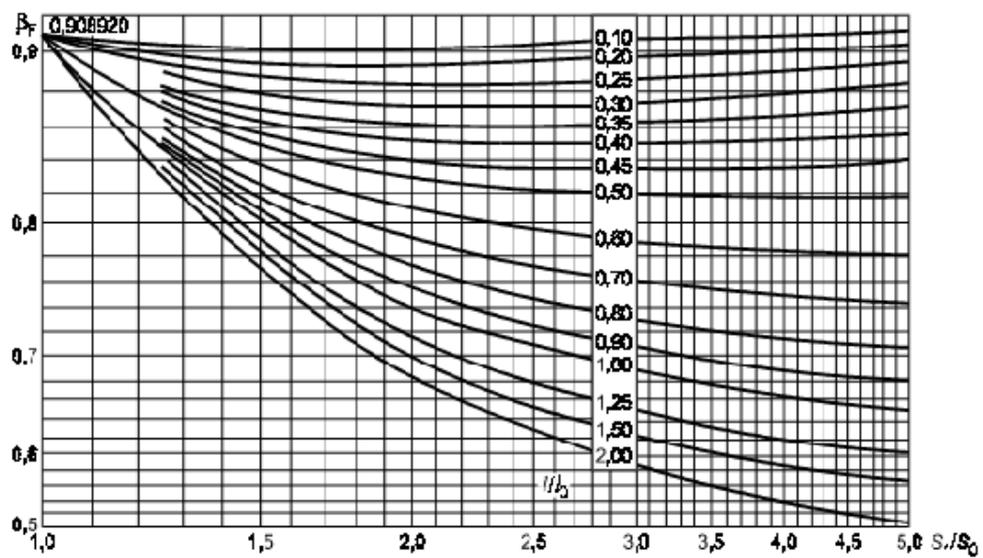


Рис. 29 - к определению коэффициента β_F

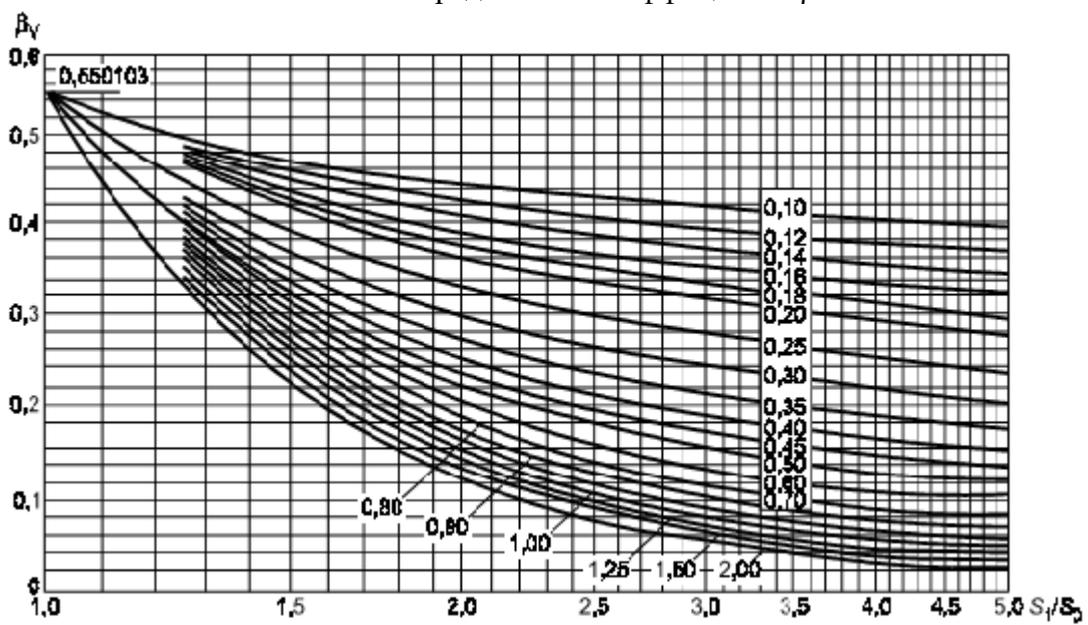


Рис. 30 - к определению коэффициента β_v .

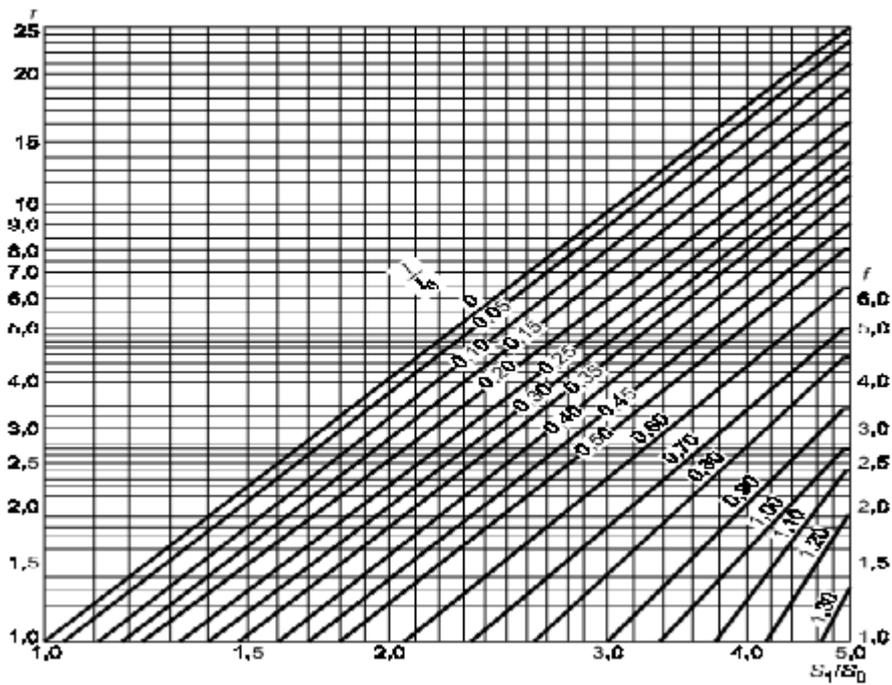


Рис. 31 - Поправочный коэффициент для напряжений во втулке фланца.

Из рисунков определяем коэффициенты β_F и β_V и поправочный коэффициент f :

$$\beta_F = 1.845$$

$$\beta_V = 1.845$$

$$f = 2.5$$

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

Угловая податливость фланцев при затяжке рассчитывается по формуле:

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2}$$

$$y_\Phi = 2.984 \cdot 10^{-10} \text{ мм/Н}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

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

$$y_{\text{фн}} = 2.368 \cdot 10^{-10} \text{ мм/Н}$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

$$h_{\text{кр}} = 50$$

$$\delta_{\text{кр}} = 36$$

$$K_{\text{кр}} := \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{сп}}} = 1.118$$

$$X_{\text{кр}} := 0.67 \cdot \frac{[K_{\text{кр}}^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K_{\text{кр}})) - 1]}{(K_{\text{кр}} - 1) \cdot \left[K_{\text{кр}}^2 - 1 + (1.857 \cdot K_{\text{кр}}^2 + 1) \cdot \frac{h_{\text{кр}}^3}{\delta_{\text{кр}}} \right]} = 3.779 \times 10^{-4}$$

$$y_{\text{кр}} := \frac{X_{\text{кр}}}{\delta_{\text{кр}}^3 \cdot E_{20}} = 3.768 \times 10^{-14}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

$$C_{\text{F}} := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_{\text{б}}}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right]$$

$$C_{\text{F}} = 1$$

Приведенный диаметр плоского фланца:

$$D' = D \text{ т.к.}$$

$$D \geq 20 \cdot S_1 = 1$$

Плечо действия усилий в шпильках для приварных встык фланцев:

$$b = 0.5 \cdot (D_{\text{б}} - D_{\text{сп}})$$

$$b = 30$$

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

$$e = 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - S_0)$$

$$e = 18$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$\xi := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.539$$

$$S_3 := \xi \cdot S_0 = 13.852$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для соединения фланца с крышкой:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\text{п}} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + b^2 \cdot \left(y_{\text{ф}} \cdot \frac{E_{20}}{E} + y_{\text{кр}} \cdot \frac{E_{20}}{E} \right)}$$

$$\gamma = 2.857 \times 10^6$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской прокладной крышкой:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - (e \cdot y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}} \cdot b) b}{y_{\text{п}} + y_6 + b^2 \cdot (y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}})}$$

$$\alpha = 1.364$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

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

$$\alpha_M = 0.892$$

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

$$t_{\text{кр}} = t = 40$$

$$Q_t := \gamma \cdot \left[2\alpha_{\text{ф}} \cdot h \cdot (t_{\text{ф}} - 20) + \alpha_{\text{кр}} \cdot h_{\text{кр}} \cdot (t_{\text{кр}} - 20) - \alpha_6 \cdot (h + h_{\text{кр}}) \cdot (t_6 - 20) \right]$$

$$Q_t = 5.076 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

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

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

$$P_{61} = -3.675 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

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

$$P_{62} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{206})$$

$$P_{62} = 9.016 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{\text{обж}} = 4.513 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6M} := \max(P_{61}, P_{62})$$

$$P_{6M} = 9.016 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

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

$$P_{6p} := P_{6M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}$$

$$P_{6p} = 1.052 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения в шпильках:

при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6}$$

$$\sigma_{61} = 92 \text{ МПа}$$

в рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6}$$

$$\sigma_{62} = 107.347 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке и в рабочих условиях:

$$Usl_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д,6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_1 = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

$$\sigma_{61} = 92 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{62} = 107.347 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{206} = 230 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{д,6} = 230 \text{ МПа}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6м}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}}$$

$$q = 19.814 \text{ МПа}$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$Usl_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_2 = \text{"Условие прочности прокладки выполняется"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

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

$$M_M := C_F \cdot P_{6м} \cdot b$$

$$M_M = 2.705 \cdot 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max [P_{\text{бпр}} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e]$$

$$M_p = 3.749 \cdot 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

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

$$\sigma_{0M} := \frac{f \cdot M_M}{\lambda \cdot (S_1 - c_0)^2 \cdot D'}$$

$$\sigma_{0M} = 123.82 \text{ МПа}$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M$$

$$\sigma_{RM} = 17.025 \text{ МПа}$$

окружное напряжение:

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

$$\sigma_{TM} = 94.946 \text{ МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

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

$$\sigma_{0p} := \frac{f \cdot M_p}{\lambda \cdot (S_1 - c_0)^2 \cdot D'}$$

$$\sigma_{0p} = 171.637 \text{ МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

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

$$\sigma_{0\text{ммр}} = -15.376 \text{ МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0\text{мор}} := \frac{P \cdot D}{2 \cdot (S_0 - c_o)}$$

$$\sigma_{0\text{мор}} = 2.857 \text{ МПа}$$

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

радиальное напряжение:

$$\sigma_{Rr} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_r$$

$$\sigma_{Rr} = 23.599 \text{ МПа}$$

окружное напряжение:

$$\sigma_{Tr} := \frac{\beta_Y \cdot M_r}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rr}$$

$$\sigma_{Tr} = 131.612 \text{ МПа}$$

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 $K_T = 1$.

$$\text{Usl}_3 := \begin{cases} \text{PR}_1 & \text{if } \sigma_{0M} > K_T \cdot 3\sigma_{20} \\ \text{PR}_2 & \text{if } \max \left[\begin{array}{l} |\sigma_{0p} + \sigma_{0MMP}| \\ \sigma_{0p} - \sigma_{0MMP} \\ |0.3\sigma_{0p} + \sigma_{0MOP}| \\ |0.3\sigma_{0p} - \sigma_{0MOP}| \\ 0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP}) \\ |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP})| \end{array} \right] > K_T \cdot 3\sigma_{d,\phi} \\ \text{PR}_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_3 = "Условия статической прочности выполняются"

$$\sigma_{0M} = 123.82 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot 3\sigma_{20} = 764.4 \text{ МПа}$$

$$\max \left[\begin{array}{l} |\sigma_{0p} + \sigma_{0MMP}| \\ \sigma_{0p} - \sigma_{0MMP} \\ |0.3\sigma_{0p} + \sigma_{0MOP}| \\ |0.3\sigma_{0p} - \sigma_{0MOP}| \\ 0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP}) \\ |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0MMP} - \sigma_{0MOP})| \end{array} \right] = 187.013$$

$$K_T \cdot 3\sigma_{d,\phi} = 690.3 \text{ МПа}$$

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E}$$

$$\theta = 0.011$$

Допускаемый угол поворота приварного встык фланца :

$$\theta_d = 0.07$$

$$\text{Usl_P} := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_{\text{д}} \\ \text{"Условие в рабочих условиях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_{\text{д}} \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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