

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация газовой сепарационной установки Стрежевского НПЗ

УДК 621.928.4:665.63.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM81	Пономарев Денис Игоревич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кацук И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	к.м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев Василий Михайлович	к.т.н		

Планируемые результаты обучения по ООП 18.04.02 в 2020 г.

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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ, <i>CDIOSyllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACEиFEANI</i> ,

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	<p>симуляторов и пакетов прикладных программ, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, представлять и защищать результаты</p>	<p>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»</p>
Р9	<p>Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств</p>	<p>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ, <i>CDIOSyllabus</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»</p>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(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
4км81	Пономареву Денису Игоревичу

Тема работы:

Модернизация газовой сепарационной установки Стрежевского НПЗ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Газовый сепаратор. Производительность по нефти: 0.06 м ³ /с Газовый фактор: 80 м ³ /с Обводненность: 22% Температура среды: 25°С Давление в аппарате: 0,97 МПа Материал: 09Г2С Режим работы: непрерывный Требования к эксплуатации и обслуживанию: простота ремонта и обслуживание

<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. 1. Принципиальное устройство сепарационной установки. 2. Способы модернизации сепарационной установки 3. Результаты исследований 4. Описание технологической схемы сепарации Стрежевского НПЗ 5. Расчет сепаратора 6. Механо-технологический раздел 7. Автоматизация и контроль производства 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 9. Социальная ответственность при выполнении работ. Заключение. Список использованных источников Приложение.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Лист 1. Технологическая схема. Лист 2. Общий вид сепаратора. Лист 3. Выносные элементы сепаратора Лист 4. Показатели ресурсоэффективности и ресурсосбережения Лист 5. Результаты исследований</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Романцов И.И.</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кашук И.В.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Принципиальное устройство сепарационной установки, способы модернизации сепарационной установки</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов Виктор Владимирович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4км81	Пономарев Денис Игоревич		

Реферат

Выпускная квалифицированная работа состоит из 106 страниц, 16 рисунков, 22 таблиц, 40 источников информации, 1 прил.

Ключевые слова: сепарационная установка, нефть, газ, расчет на прочность.

Объектом исследования является сепарационная установка Стрежевского НПЗ

Цель работы: Рассмотреть способы модернизации сепарационной установки, а так же рассчитать и подобрать сепаратор для подготовки нефти.

В процессе исследования проводились технологический и механический расчет.

Проведен расчет толщины стенки аппарата и эллиптических крышек, укреплений отверстий, фланцевых соединений и опор. Были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельность персонала. Были рассчитаны экономические показатели проекта. Данный проект и расчеты выполнены соответственно в «Microsoft Word» , «Mathcad» и «Autodesk AutoCad».

Экономическая эффективность работы: в сравнении с аналогичными аппаратами составляет 508397.3 руб.

Оглавление

Введение	10
1. Принципиальное устройство сепарационной установки	11
2. Способы модернизации сепарационной установки	14
2.1. Механические примеси	14
2.2. Гидратообразование	15
2.3. Высокая степень дисперсности в сепарируемой среде капельной жидкости	16
2.4. Залповые поступления из газосборной сети больших объемов жидкости	17
2.5. Несовершенство конструкции сепарационных элементов	17
3. Результаты исследований	18
4. Описание технологической схемы сепарации Стрежевского НПЗ	21
5. Расчет сепаратора	22
5.1 Технологический расчет	22
5.2 Конструктивный расчет	24
5.3 Механический расчет	26
5.3.1 Определение расчетных параметров	27
5.3.2 Расчет толщины стенки обечайки под действием внутреннего давления	28
5.3.3. Расчет толщины стенки эллиптической крышки аппарата	30
5.3.4 Подбор шпунцов и укрепление отверстий	31
5.4 Расчет укрепления отверстия	34
5.5 Расчет фланцевого соединения	35
5.6 Подбор стандартных опор	45
Выводы по главе	55
6. Механо-технологический раздел	56
Монтаж оборудования	56
7. Автоматизация и контроль производства	59
7.1 Выбор датчиков давления	59
7.2 Выбор датчиков температуры	61

7.3 Выбор датчиков уровня.....	61
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
Введение.....	65
8.1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	66
8.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
8.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	66
8.1.3 SWOT – анализ.....	68
8.2. Формирование плана и графика разработки исследования.....	69
8.2.1 Структура работ.....	69
8.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	70
8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	70
8.3. Составление бюджета инженерного проекта.....	74
8.3.1 Расчет материальных затрат.....	74
8.3.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	74
8.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	75
8.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	77
8.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	77
8.3.6 Накладные расходы.....	77
8.3.7 Формирование бюджета затрат.....	78
8.4 Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности инженерного решения и потенциальных рисков.....	79
8.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности.....	79
8.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности.....	79
8.4.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения.....	80
Выводы по главе.....	81
9. Социальная ответственность при выполнении работ.....	85
9.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85

9.2 Производственная безопасность.....	86
9.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	86
9.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	88
9.3 Экологическая безопасность.....	92
9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
Вывод по главе	94
Заключение	95
Список использованных источников	96
Приложение А.....	99

Введение

Нефть – наиболее ценное природное ископаемое, которое состоит в основном из множества сложных углеводородов. Нефть, как и разнообразие продуктов ее переработки, используется в наше время.

Для использования нефти необходимо сначала ее подготовить. К процессам подготовки нефти относятся:

- Обессоливание и обезвоживание;
- Стабилизация

Процессы для обессоливания и обезвоживания: отстой нефти при высокой температуре, подогрев потока эмульсии в печах, химическая обработка при помощи деэмульгатора и гравитационный отстой нефти.

Процессы для стабилизации: горячая или вакуумная сепарация, ректификация и тд. В настоящее время наибольшее распространение получила сепарация.

1. Принципиальное устройство сепарационной установки

Сепарация – отделение легких фракций из нефти однократным или многократным испарением при понижении давления. Иногда для наиболее полного и быстрого извлечения необходимо предварительно нагреть нефть. Нефть нагревается путем пропускания ее через печи.

Наибольшее распространение среди аппаратов в объектах сбора, подготовки нефти и газа получили сепараторы. Эти аппараты применяются для отделения жидкости от газа, газа от жидкости, а так же для разделения нескольких жидких фаз, различных плотностями.

По характеру действующих сил сепараторы разделяются на :

- Гравитационные, разделение происходит из-за разной плотности жидкостей, газов или твердых частиц газа.
- Насадочные сепараторы, разделение происходит за счет инерции и силы тяжести.
- Центробежные, разделение происходит за счет центробежных и инерционных сил.

По форме и положению в пространстве сепараторы разделяются на: сферические, цилиндрические вертикальные, цилиндрические горизонтальные.

Существует большое количество сепараторов разных конструкций, но все они, как правило, состоят из следующих секций.

Основная сепарационная секция.

Предназначена для отделения основной части жидкости (газового конденсата, нефти, воды) от входящего в аппарат газожидкостного потока. Для обеспечения эффективной предварительной сепарации и равномерного распределения потока по всему аппарату применяют следующие конструктивные устройства:

- Тангенциальный ввод потока, при таком вводе жидкость отбрасывается к стенкам сосуда под действием центробежной силы и стекает по ней, в то время как газ, распределяется по сечению аппарата и выводится ;
- Отражательные устройства, устанавливаются в месте входа смеси в сепаратор ;
- Встроенный циклон, устанавливается в месте входа смеси в горизонтальном сепараторе;
- Конструкции, которые позволяют осуществить раздельный ввод газа и жидкости в сепаратор

Осадительная секция.

В сепараторах в данной секции происходит дополнительное выделение пузырьков газа из нефти. Жидкость отделяется под действием гравитационных сил, а газ движется в сосуде с относительно низкой плотностью. Для интенсификации процесса выделения растворенного и свободного газа из нефти в сепараторах применяют расположенные наклонно плоскости. Поток

нефти при этом сливается в нижнюю часть сепаратора.

Секция сбора жидкости.

Предназначена для сбора жидкости, из которой почти полностью в предыдущих секциях выделился газ при температуре и давлении в сепараторе. Для сепараторов, в которых разделяются газ и легкие углеводороды, содержащиеся в жидкой фазе, объем данной секции выбирают так, чтобы он позволил удержать отсепарированную жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырька газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток.

Секция каплеулавливания.

Обычно секция состоит из отбойных устройств различного вида (пакетов из плетеной проволочной сетки, керамических колец) и необходима для улавливания капель жидкости в газе при выходе из сепаратора.

Кроме функций, которые выполняют вышеописанные секции, в конструкциях сепараторов должны предусматриваться элементы пеногашения, или же элементы, предотвращающие пенообразование, а так же снижающие пагубное влияние пульсации газожидкостного потока на сепарацию нефти и газа.

Концевая сепарация

Главной задачей концевых сепараторов, в отличие от сепараторов первой ступени, является выделение из нефти остаточного газа и доведение давления пара до определенной величины. Газ, который выделяется из концевых ступеней сепарации, имеет высокую плотность и без дополнительной подготовки его нельзя использовать даже, в том числе и на технические нужды, тогда как газ, выделившийся после первой ступени сепарации, обычно позволяют использовать без обработки для бытового потребления и топливные нужды. Нефть, после концевой ступени сепарации, подается в резервуары.

Недостатком в работе концевых сепараторов является унос растворенного газа. Для снижения уноса газа большое внимание уделяют усовершенствованию концевых ступеней сепарации. [2, стр. 161]

Эффективность процесса

При проектировании и строительстве новых месторождений, можно столкнуться с негативными технологическими факторами, которые влияют на эффективность очистки продукции скважин.

Снижение эффективности процесса очистки добываемой на промыслах продукции связано с рядом следующих факторов:

- Высокая концентрация в продукции скважин частиц твердой примеси;
- Высокая степень дисперсности в сепарируемой среде капельной жидкости;

- Многократное превышение нагрузки входных сепараторов над расчетными проектными значениями;
- Несовершенство конструкции сепарационных элементов;
- Залповые поступления из газосборной сети больших объемов жидкости;
- Возможное гидратообразование на внутренних устройствах сепараторов. [1 первая часть из телефона]

Основным направлением деятельности в области повышения эффективности процесса промышленной очистки добываемой продукции, безусловно, является модернизация внутренних устройств в корпусе сепараторов. Про это, выбор тех или иных внутренних устройств диктуется требованиями повышения эффективности функционирования входных сепараторов в условиях преодоления негативного воздействия на процесс очистки вышеперечисленных факторов. Таким образом, модернизация сепараторов должна быть направлена на обеспечение:

- Высокой производительности аппаратов с целью обеспечения оптимальных режимов работы УКПГ;
- Эффективной очистки скважинной продукции с минимальным гидравлическим сопротивлением внутренних устройств;
- Концентрации уносимых из сепаратора с «сырым» газом как капельной жидкости, так и частиц твердой примеси, регламентированное пределом в 5 мг/нм^3 ;
- Предотвращения накопления на сепарационных элементах твердых отложений с возможностью удаления отложений без остановки аппарата;
- Организацию в аппарате эффективного процесса промывки газа от солей;

Модернизация сепаратора в основном связана с конструктивными особенностями внутренних устройств аппарата.

2. Способы модернизации сепарационной установки

В настоящее время производители аппаратов для хранения и переработки нефтепродуктов идут в ногу со временем, технологии, которые использовались при создании аппаратов много лет назад, сменились современными технологиями. Каменные и земляные системы хранения нефти сменились металлическими. Прямоугольные конструкции - цилиндрическими. В ходе технологического прогресса клепку заменили сварными швами, а также существенно усовершенствовались материалы, что позволило подбирать варианты изготовления тех или иных аппаратов, в зависимости от их назначения и свойства содержимого.

Основными направлениями модернизации сепаратора остается изменение внутреннего строения аппаратов, с целью изменения самого процесса сепарации, которые приведут к более полному отделению газа, более полной очистке от примесей, и другим способам интенсификации процесса сепарации.

2.1. Механические примеси

Основной проблемой во всех видах сепараторов является недостаточная очистка аппарата от механических примесей (песок, глина, частицы выбуренной породы и обсадных труб и т.д.). Отлагаясь на стенках, механические примеси образуют плотный и трудноудаляемый слой осадка, вследствие чего уменьшается пропускная способность, снижается эффективность производственных процессов, увеличивается скорость коррозии, износа сепаратора и количество внеплановых остановок предприятия. Мероприятия, направленные на устранение или снижение негативного воздействия этого фактора, как правило, малоэффективны, не решают проблему в целом, а также требуют значительных материально-технических затрат. На сегодняшний момент очистка сепаратора от механических примесей представлена весьма ограниченным количеством технических решений. В результате имеют место удорожание добычи нефти и нарушение экологического равновесия в окружающей среде.

Основной модернизацией является применение системы гидроразмыва осадка для очистки сепаратора от механических примесей. Система гидроразмыва представлена на рис. 1

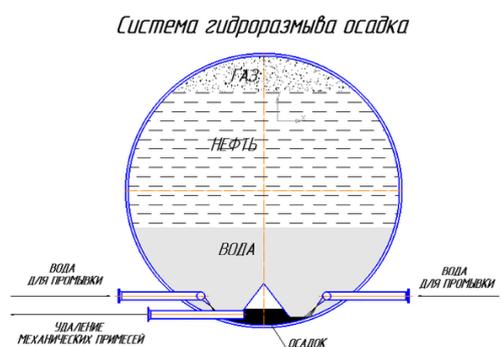


Рис.1 Система гидроразмыва осадка

Система гидроразмыва осадка работает следующим образом. В два коллектора через входные патрубки подается вода. Для равномерного распределения воды вдоль всего коллектора патрубки приварены через одинаковые расстояния по длине. Вода, проходя по коллектору, попадает в инжекционные сопла. При этом происходит изменение направления потока на 90° и размера проходного сечения с 94 мм до 10 мм, что способствует резкому увеличению скорости прохождения и напора воды. Попадая таким образом на стенки, вода смывает накопившиеся механические примеси к центру сепаратора. Смесь воды и твердых частиц попадает через зазор между лотком и днищем сепаратора. В течение некоторого времени смесь накапливается в лотке. При достижении уровня выходного патрубка, смесь воды и механических примесей удаляется из сепаратора, оставляя поверхность чистой.

Так как смесь воды и механических примесей является жидкой, она легко удаляется через выходные патрубки, не откладываясь на стенках сепаратора. За счет постоянной циркуляции воды, происходит смыв твердого осадка по всей поверхности днища сепаратора, что способствует очистке сепаратора, уменьшению коррозии стенок и продлению срока службы аппарата.

2.2. Гидратообразование

Не менее важной проблемой является гидратообразование на внутренних устройствах сепараторов. Гидратообразование – это процесс, возникающий при падениях температуры и давления в аппарате, что приводит к уменьшению упругости водяных паров и влагоемкости газа, а это в свою очередь, приводит к образованию гидратов. Гидраты представляют собой белые кристаллы, похожие на снегообразную кристаллическую массу. Отложения таких кристаллов на поверхности клапанов или седел сепаратора могут привести к выходу их из строя, что приведет к остановке аппарата.

В качестве способов борьбы с образованием кристаллогидратов применяют следующие методы:

- Общий или частичный подогрев газа;
- Локальный подогрев корпуса регулятора;
- Ввод метанола в газопровод

Общий или частичный подогрев газа

Подогрев газа в сепараторе может осуществляться с помощью промышленных подогревателей. Данный способ, несомненно, является наиболее удобным, так как позволяет постоянно поддерживать необходимую температуру газа для полноценного функционирования технологической схемы. Конструктивно подогреватели могут быть с прямым и непрямым (с помощью промежуточного теплоносителя) нагревом, и оснащены различными комплектами

автоматики и вспомогательными устройствами.

Стоимость подогревателей колеблется в диапазоне от 1500 тыс. руб. до 3000 тыс. руб. и выше в зависимости от теплопроизводительности, пропускной способности и комплектации. Данный способ наиболее распространен, но требует значительных финансовых вложений.

Локальный подогрев корпуса регулятора

Локальный подогрев корпуса осуществляют с помощью стекловаты, под которым располагают греющий кабель. Сверху закрывается все металлическим кожухом. В основном из нержавеющей стали. Данный способ экономически выгоден, однако требует наличия стороннего источника энергии.

Ввод метанола в газопровод

Ввод осуществляется путем установки системы впрыска метанола в газопровод. Данный метод является довольно затратным, цена установки колеблется в диапазоне 200-250 тыс. руб., без учета затрат на приобретение расходного материала – метанола.

Кроме того нужно учесть, что метанол является очень сильным ядом, имеющим кумулятивные свойства, т.е. может накапливаться в организме. Даже незначительная концентрация метанола в воздухе может привести к очень сильному отравлению. Поэтому для обслуживающего персонала метанольной установки потребуются дополнительные средства защиты, а соответственно и дополнительные затраты.

2.3. Высокая степень дисперсности в сепарируемой среде капельной жидкости

Проблема заключается в том, что капельная жидкость в выходящем из аппарата газе имеет высокую дисперсность, что приводит к тому, что каплеулавливатели и каплеотбойники не могут уловить столь мелкие частицы. Модернизировать сепаратор для улучшения качества очистки газа от мельчайших частичек можно использовав адсорбер с силикагелем или другим впитывающим материалом. Эффективность улавливания высокодисперсных частиц будет гораздо выше.

Так же можно ставить туманоуловители. Принцип их действия основан на осаждении капель на поверхности пор с последующим стеканием жидкости по волокнам в нижнюю часть туманоуловителя. Осаждение капель жидкости происходит под действием броуновской диффузии или инерционного механизма отделения частиц загрязнителя от газовой фазы на фильтроэлементах в зависимости от скорости фильтрации v_f . Туманоуловители делят на низкоскоростные ($v_f < 0,15$ м/с), в которых преобладает механизм диффузного осаждения капель, и высокоскоростные ($v_f = 2-2,5$ м/с), где осаждение происходит главным образом под воздействием инерционных сил.

Волокнистые низкоскоростные туманоуловители обеспечивают высокую эффективность

очистки газа (до 0,999) от частиц размером менее 3 мкм и полностью улавливают частицы большего размера.

2.4. Залповые поступления из газосборной сети больших объемов жидкости

Решение данной проблемы еще является возможным. При проектировании нового месторождения определяют место, где наблюдается большое количество нефти в пластах земли. Первое время насос будет качать нефть сплошным равномерным потоком, затем с насос будет попадать воздушная подушка. Этот процесс неизбежен.

2.5. Несовершенство конструкции сепарационных элементов

В условиях современных систем подготовки и переработки сырья появляются препятствия, связанные с несовершенством методов расчета процесса разделения нефтегазожидкостной смеси при колебаниях температуры, давления и других параметров. Расчеты проводятся при каких либо расчетных условиях. Зачастую на практике наблюдаются иные значения температуры, давления и тд. Как и любая техника, любой элемент сепаратора подвержен сбоям или разрушениям. Несовершенство элементов аппарата, а так же необходимых автоматизированных датчиков для обслуживания аппарата и нормального течения процесса, может привести к неравномерному распределению жидкости на ступенях сепарации, что приведет к отклонению от технологического процесса, что в свою очередь грозит снижением качества готовой продукции и эффективности процесса сепарации.

3. Результаты исследований

Для определения направления модернизации сепарационной установки необходимо установить физико-химические свойства нефти и воды в процессе сепарации, а так же установить состав газа.

В ходе эксперимента был проанализирован газ, образовавшийся над нефтью после прохождения ей двух ступеней сепарации и хранения не менее суток перед закачкой в транспортный трубопровод.

В таблице 1 приведены физико-химические свойства и состав анализируемого газа

Таблица 1 Физико-химические свойства и состав газа

Компонент	Газ первой ступени сепарации	Газ второй ступени сепарации	Газ после двух ступеней сепарации
Водород	0,01	<0,001	<0.001
Гелий	0,0089	0,0035	<0.001
Азот	1,61	<0,005	0.101
Углекислый газ	4,04	1,70	3.65
метан	64,05	18,71	<40
этан	8,9	8,5	12.3
Пропан	12,1	34,12	>6.0
изо-бутан	2,24	10,1	>4.0
н-бутан	4,50	19,82	>4.0
изо-пентан	1,01	3,36	1.72
н-пентан	0,87	2,46	1.31
Сумма гексанов	0,55	1,02	0.60
Сумма гептанов	0,097	0,172	0.139
Сумма октанов	0,0120	0,0291	0.0300
Плотность абсолютная, кг/м ³	1,1025	1,8627	1.7228

Для наглядности состав газа после процесса сепарации представлен на рис.2

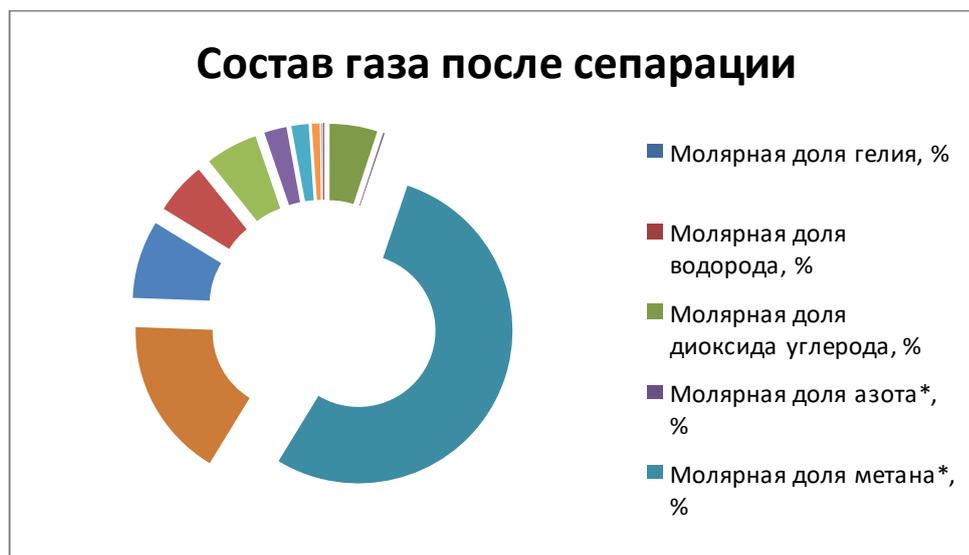


Рисунок 2 Состав газа после сепарации

В анализируемой пробе газа наибольшую часть составляют метан (39%), этан (12.3%), в меньшем количестве содержатся пропан (6%), изобутан (4%), н-бутан (4%) и диоксид углерода (3.65%).

Как видно из таблицы, анализируемый газ по составу занимает промежуточное положение между газом первой и второй сепарации (кроме гелия и водорода, содержание которых ввиду большой летучести падает).

По всей видимости, времени протекания процессов дегазации в первой и второй ступени недостаточно для полного выделения газов из нефти. Наличие газов в нефти в целом отрицательно влияет на хранение и перекачку нефти и может привести как к газовыделению в оборудовании, что в свою очередь может проявиться в явлениях помпажа и кавитации при перекачке. Газовыделение так же увеличивает пожаро-взрывоопасность операций с нефтью.

Анализ литературных источников показал, что данную проблему решают введением дополнительных ступеней сепарации. В некоторых случаях, достигающее пяти и более. Принятие решения об увеличении ступеней сепарации более двух принимается на основании технологического и экономического расчётов.

Для дополнительного разгазирования нефти, предложено добавить дополнительную третью ступень сепарации.

Как видно из той же таблицы, сепарационный газ второй ступени содержит повышенное содержание как их называют, «жирных» углеводородов, вызванное по всей видимости кипением нефти при сбросе давления во второй ступени. Улавливание таких углеводородов экономически обоснованное действие. Улавливание осуществляют различными способами. Но всё же стоит отдавать предпочтение предотвращению их попадания в газовый сброс и оставлять в составе нефти.

Введение дополнительной ступени сепарации позволит сделать перепад между ступенями не таким резким, что, если судить по рекомендациям, приведёт к уменьшению потерь углеводородов.

При принятии решения о введении дополнительной ступени сепарации, необходимо уделять внимание принципу унификации и взаимозаменяемости оборудования. Данное положение так же было учтено в работе.

Параллельно с анализом газовой фазы, во время прохождения преддипломной практики, мной была проанализирована влажность нефти при хранении. Данные собирались с приборов контроля и были обработаны и представлены на рис.3 в виде графика.

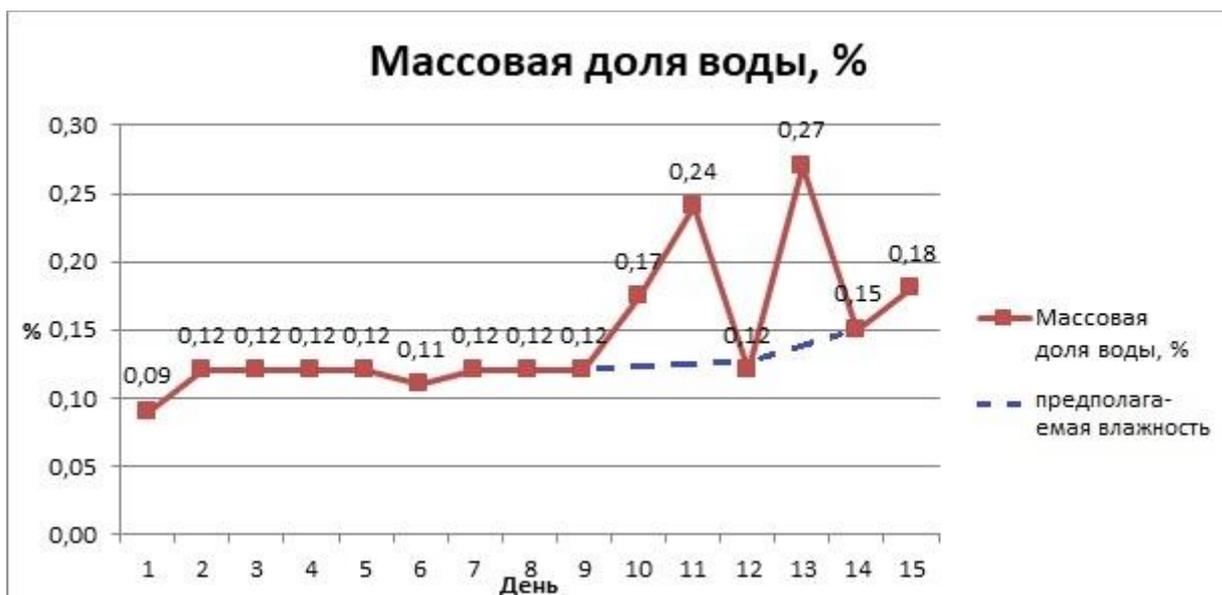


Рисунок 3 Изменение массовой доли воды в сепарируемой нефти

Как видно из графика изменения влажности нефти в зависимости от времени хранения, в течении 9 суток влажность остаётся неизменной. На 10-е, 11-е и 13-е сутки виден скачкообразный рост значения влажности, но учитывая, что сама по себе система инерционна, в виду большого объёма объекта исследования и физико-химических свойств нефти (по отношению к воде в том числе), мне кажется данные скачки носят выпадающий характер и вызваны или сбоем измерительного оборудования, или другими субъективными факторами. Синим маркером на графике показано моё видение возможного изменения влажности.

Тем не менее видно, что на 14-й и 15-й дни отмечен рост влажности.

По требованию ГОСТ качества нефти, допускается влагосодержание нефти не выше 0,5%.

Таким образом было выявлено, что проблем, требующих вмешательства по влагосодержанию нефти нет, есть только вопросы связанные с сепарацией газа.

Этому вопросу и было уделено внимание.

4. Описание технологической схемы сепарации Стрежевского НПЗ

Нефтегазосодержащая жидкость со скважин месторождений, поступает на входную гребенку с давлением от 0,12 МПа до 0,4 МПа. С входной гребенки жидкость через задвижку по трубопроводу под давлением поступает в устройство предварительного отбора газа №1,2 (далее УПОГ-1, УПОГ-2), в котором происходит предварительное расслоение на газовую, водную и нефтяную фазу. Газ, выделившийся в УПОГ-1, поступает в сепаратор газовый СГ-1. Нефтегазосодержащая жидкость из УПОГ-1 поступает на первую ступень сепарации, на вход сепаратора С-1/1. Происходит разделение газожидкостной смеси на газовую и жидкую фазы. Выделившийся газ данной ступени сепарации под давлением поступает в сепаратор газовый СГ-1. Сепарированная обводненная нефть с С-1/1 поступает на конечную сепарационную установку КС-1. В конечной сепарационной установке происходит отделение остаточного газа. Остаточный газ из конечной сепарационной установки КС-1 с давлением от 0,01 МПа до 0,05 МПа подается в газопровод факела низкого давления. Дегазированная обводненная нефть с КС-1 с давлением от 0,05 МПа до 0,16 МПа поступает в резервуары РВС-2000 № 1 и РВС-3000 №2

5. Расчет сепаратора

5.1 Технологический расчет

Целью технологического расчета аппарата является определение его геометрических параметров, а так же составление материального баланса.

Исходные данные:

Производительность по нефти	$Q_H := 0.06 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$
Газовый фактор	$\Gamma_0 := 80 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$
Обводненность	$w := 22 \%$
Давление в сепараторе	$P := 0.97 \text{ МПа}$
Универсальная газовая постоянная	$R := 8.31 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}}$
Плотность нефти	$\rho_H := 810 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Плотность воды	$\rho_B := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Плотность газа	$\rho_\Gamma := 1.8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Ускорение свободного падения	$g := 9.8 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$
Радиус капли воды	$r := 500 \cdot 10^{-6} \text{ м}$
Вязкость воды	$\mu_B := 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$
Вязкость нефти	$\mu_H := 10 \text{ Па} \cdot \text{с}$

Материальный баланс

По своей физико-химической сущности процесс сепарации является сложным многокомпонентным процессом.

$$Q_{\text{сырья}} := Q_{\text{нефти}} + Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{газа}}$ - расход газа (растворенного и свободного);

$Q_{\text{воды}}$ - расход воды;

$$Q_{\text{газа}} := Q_{\text{Н}} \cdot \Gamma_0 \cdot \left(1 - \frac{w}{100}\right) = 0.06 \cdot 80 \cdot \left(1 - \frac{22}{100}\right) = 0.37 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (2)$$

$$Q_{\text{воды}} = Q_{\text{Н}} \cdot \frac{w}{100} = 0.06 \cdot \left(\frac{22}{100}\right) = 0.013 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3)$$

тогда:

$$Q_{\text{сырья}} := Q_{\text{Н}} + Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа}} = 0.06 + 0.013 + 0.37 = 0.44 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4)$$

Основной целью технологического расчета является определение основных геометрических параметров сепаратора. А именно диаметра и высоты аппарата.

Обычно при горизонтальном расположении сепаратора и при наличии отбойника, коэффициент уравнения Саудер - Брауна принимают для горизонтальных сепараторов и каплеотбойниками равным 0.12

$$K := 0.12$$

Скорость газа, при которой капля нефти успеет осесть в газовой среде, находим по формуле:

$$U_{\text{max}} := \sqrt{\frac{(\rho_{\text{Н}} - \rho_{\text{Г}})}{\rho_{\text{Г}}}} \cdot K = \sqrt{\frac{(810 \cdot 10^3 - 1.8 \cdot 10^3)}{(1.8 \cdot 10^3)}} \cdot 0.12 = 2.5 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (5)$$

Минимальная площадь сечения, необходимая для газовой фазы:

$$A_{\text{Г}} = \frac{Q_{\text{газа}}}{U_{\text{max}}} = \frac{0.37}{2.5} = 0.15 \text{ м}^2 \quad (6)$$

Скорость осаждения капли воды в слое нефти:

$$U_{\text{с}} := \frac{g \cdot r^2 \cdot (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}})}{18 \cdot \mu_{\text{эф}}} \quad (7)$$

где $\mu_{\text{эф}}$ - эффективная вязкость среды, Па·с

$$\mu_{\text{эф}} := \frac{\mu_{\text{Н}} \cdot (2 \cdot \mu_{\text{Н}} + 3 \cdot \mu_{\text{В}})}{3 \cdot (\mu_{\text{Н}} + \mu_{\text{В}})} = \frac{10 \cdot (2 \cdot 10 + 3 \cdot 1)}{[3 \cdot (10 + 1)]} = 6.97 \quad (8)$$

тогда:

$$U_{\text{с}} := \frac{g \cdot r^2 \cdot (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}})}{18 \cdot \mu_{\text{эф}}} = \frac{9.8 \cdot (500 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (1000 \cdot 10^3 - 810 \cdot 10^3)}{(18 \cdot 6.97)} = 0.00371 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (9)$$

Максимальная осевая скорость потока, равна скорости осаждения, умноженной на 15

$$U_{ax} := U_c \cdot 15 = 0.00371 \cdot 15 = 0.0556 \frac{M}{c} \quad (10)$$

Минимальная площадь сечения аппарата, необходимая для разделения водной и нефтяной фаз:

$$A_{сеп} := A_{воды} + A_H + A_\Gamma \quad (11)$$

$$A_H := \frac{Q_H}{U_{ax}} = \frac{0.06}{0.0556} = 1.1 \text{ м}^2 \quad (12)$$

$$A_{воды} := \frac{Q_{воды}}{U_{ax}} = \frac{0.013}{0.0556} = 0.23 \text{ м}^2 \quad (13)$$

Так как нефтеводосодержащая эмульсия занимает примерно 50% объема всего аппарата, и на эти 50% приходится: $A_{воды} + A_H = 1.33 \text{ м}^2$, тогда на газ приходится такая же площадь сечения аппарата

Тогда:

$$A_{сеп} := A_{воды} + A_H + A_\Gamma = 0.23 + 1.1 + 1.33 = 2.7 \text{ м}^2 \quad (14)$$

Минимальный диаметр сепаратора:

$$D := \sqrt{4 \cdot \frac{A_{сеп}}{\pi}} = \sqrt{4 \cdot \left(\frac{2.7}{\pi} \right)} = 1.85 \text{ м} \quad (15)$$

Минимальная длина сепаратора:

$$L := D \cdot S \quad (16)$$

где $S := 3.5$ - коэффициент стройности для стандартных сепараторов
тогда:

$$L := D \cdot S = 1.85 \cdot 3.5 = 6.47 \text{ м} \quad (17)$$

Объем сепаратора:

$$V := A_{сеп} \cdot L = 2.7 \cdot 6.47 = 17.0 \text{ м}^3 \quad (18)$$

Вывод: в ходе технологического расчета принимаем стандартный сепаратор согласно [15] длиной 6500 мм и диаметром 2000 мм;

5.2 Конструктивный расчет

Целью конструктивного расчета является определение диаметров патрубков, используемых в аппарате

Проводим расчет согласно [3]

Диаметры патрубков для входа нефтегазовой смеси, выхода нефти и воды:

$$\omega_{ж} := 2.5 \frac{M}{c}$$

Минимальный диаметр патрубка входа смеси

$$d_{\text{вх.смеси}} := \sqrt{\frac{4 \cdot (Q_{\text{ВОДЫ}} + Q_{\text{Н}})}{\pi \cdot \omega_{\text{Ж}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot (0.013 + 0.06)}{(\pi \cdot 2.5)}} = 0.193 \text{ м} \quad (19)$$

Принимаем стандартный патрубок

$$D_{\text{вх.смеси}} := 0.2 \text{ м}$$

Минимальный диаметр патрубка для выхода воды:

$$d_{\text{вых.воды}} := \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{ВОДЫ}}}{\pi \cdot \omega_{\text{Ж}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.013}{(\pi \cdot 2.5)}} = 0.081 \text{ м} \quad (20)$$

Принимаем стандартный патрубок диаметром:

$$D_{\text{вых.воды}} := 0.2 \text{ м}$$

Минимальный диаметр патрубка выхода нефти:

$$d_{\text{вых.нефти}} := \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{Н}}}{\pi \cdot \omega_{\text{Ж}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.06}{(\pi \cdot 2.5)}} = 0.17 \text{ м} \quad (21)$$

Принимаем:

$$D_{\text{вых.нефти}} := 0.2 \text{ м}$$

Принимаем скорость газа в сепараторе: [3, табл. 1.1]

$$\omega_{\text{Г}} := 25 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Минимальный диаметр патрубка для выхода газа:

$$d_{\text{вых.газа}} := \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{газа}}}{\pi \cdot \omega_{\text{Г}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3.7}{(\pi \cdot 25)}} = 0.14 \text{ м} \quad (22)$$

Принимаем:

$$D_{\text{вых.газа}} := 0.150 \text{ м}$$

Люк-лаз принимаем диаметром:

$$D_{\text{ЛЮК}} := 0.450 \text{ м}$$

Вывод: в ходе конструктивного расчета были определены, и приняты согласно [13] диаметры патрубков, патрубок для входа смеси с диаметром 200 мм, выхода газа 150 мм, нефти – 200 мм, выхода воды – 200 мм. Так же в конструкции сепаратора используется люк лаз диаметром 450 мм.

5.3 Механический расчет

Целью механического расчета является обеспечение механической надежности работы проектируемого оборудования. Показателями механической надежности данного аппарата являются прочность, устойчивость, герметичность фланцевых соединений. Все эти критерии должны обеспечить сохранение во времени механических свойств деталей в установленных пределах значений всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. [12]

Расчетная модель аппарата представлена на рис. 4

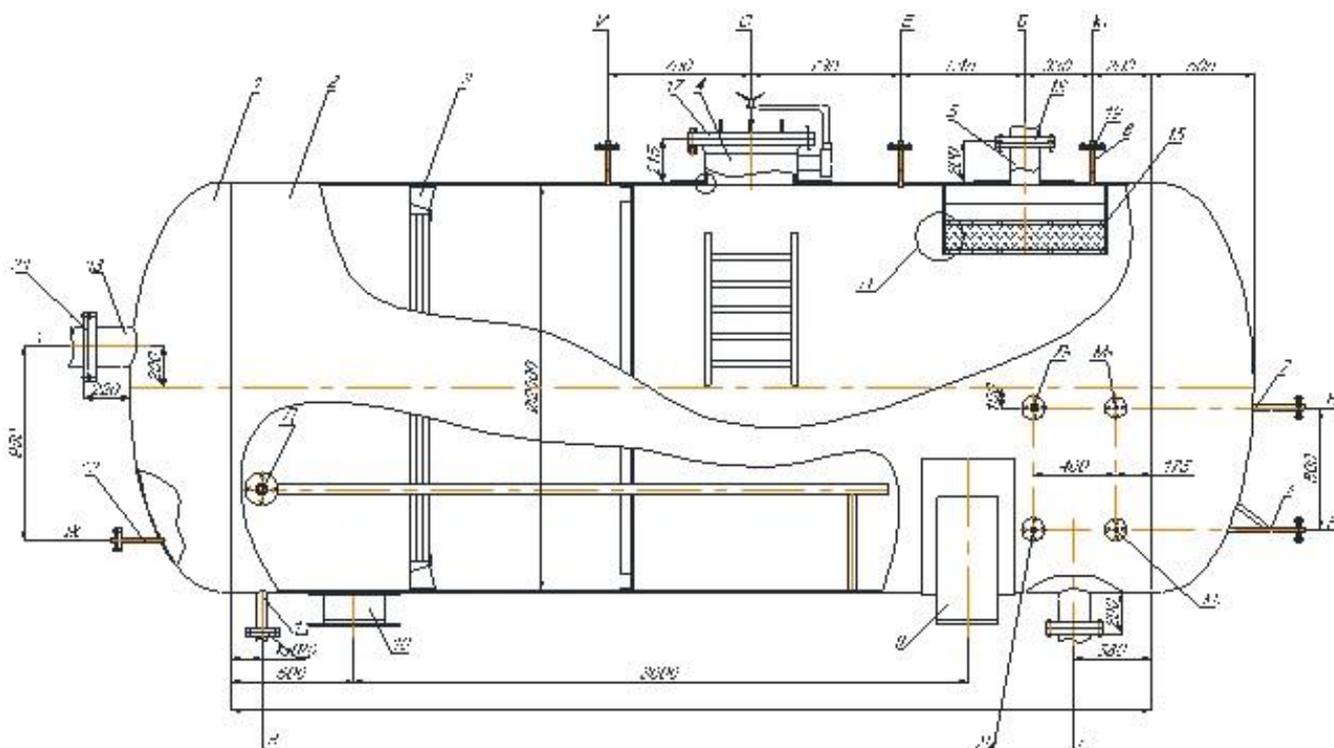


Рисунок 4 Расчетная модель сепаратора

1-крышка эллиптическая, 2-обечайка цилиндрическая, 3,16-отбойник, 4-люк-лаз, 5-8-штуцера, 9-опора неподвижная, 10-опора подвижная, 11-15 – штуцера технологические.

Исходные данные:

Внутреннее давление, МПа

$$P := 0.97$$

Срок эксплуатации, лет

$$\tau := 20$$

Рабочая температура, °C

$$t := 10 - 25 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ примем } t := 25$$

Внутренний диаметр аппарата, мм

$$D := 2000$$

Объем аппарата, м³

$$V := 17$$

Диаметр патрубка входа смеси, мм	$d_1 := 200$
Диаметр патрубка вывода нефти, мм	$d_2 := 200$
Диаметр патрубка вывода воды, мм	$d_3 := 200$
Диаметр патрубка вывода газа, мм	$d_4 := 150$
Угол между осью наклонного шпунца и нормалью к поверхности обечайки исходя из конструктивных соображений	$\gamma := 0$
Расстояние от центра укрепления отверстия до оси, м	$x := 0.2 \text{ м}$

Выбор материала для элементов аппарата

Рассчитываемый сепаратор располагается на открытой площадке в северном районе Томской области. Где минимальная температура составляет до -50°C . Исходя из этого выберем материал основных деталей сталь низколегированную конструкционную 09Г2С. Сталь характеризуется хорошей свариваемостью, стойкостью в пониженных температурах и высокой коррозионной стойкостью. Данная сталь используется для изготовления всех частей аппарата, в том числе фланцев и патрубков. Так как при изготовлении вышеперечисленных элементов из другой стали, в местах соединения деталей будет возникать разность потенциалов, что приведет к увеличению скорости коррозии.

Исходя из этого прибавка на коррозию будет составлять:

$$c := c_1 + c_2 + c_3 \quad (23)$$

c_1 прибавка на компенсацию коррозии, при отсутствии данных о проницаемости рекомендуют,

$$c_1 := x \cdot \tau = 2 \text{ мм} \quad (24)$$

c_2 прибавка для компенсации минусового допуска, согласно [29], $c_2 := 0.8 \text{ мм}$

c_3 прибавка на компенсацию утонения стенки при технологических операциях. Определяется технологией изготовления детали и принимается по техническим условиям на изделие. Так как мы рассчитываем сами, принимаем, $c_3 := 0.0 \text{ мм}$

Тогда:

$$c := c_1 + c_2 + c_3 = 2.0 + 0.8 + 0.0 = 2.8 \text{ мм} \quad (25)$$

5.3.1 Определение расчетных параметров

Допускаемое напряжение при рабочих условиях, МПа

Напряжение определяем согласно [30]

Расчетная температура:

$$t_p = 100 \text{ }^\circ\text{C}$$

В рабочем состоянии допускаемое напряжение:

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix}$$

$$\sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_p), 0.5) \quad (26)$$

$$\sigma = 177 \text{ МПа}$$

$\eta := 1$ поправочный коэффициент для листового металла

$$\sigma_d := \sigma \cdot \eta = 177 \text{ МПа} \quad (27)$$

Допускаемое напряжение при гидравлических испытаниях, МПа

Расчетное значение предела текучести для стали марки 09Г2С примем согласно [30, табл.Б1]

$$R_{e.20} := 300 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{и} := \text{Floor}\left(\frac{R_{e.20}}{1.1}, 0.5\right) = \text{Floor}\left(\frac{300}{1.1}, 0.5\right) = 272.0 \text{ МПа} \quad (28)$$

Гидравлическое испытание будет проводиться при пробном давлении

Допускаемое напряжение для стали марки 09Г2С при 20 °С согласно [30, табл.А1]

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{д.20} := \sigma_{20} \cdot \eta = 196 \cdot 1 = 196.0 \text{ МПа} \quad (29)$$

Расчетное давление определяется по формуле:

$$P_{\text{расч}} := P + \rho gh \quad (30)$$

Так как рассчитываемый аппарат горизонтальный и диаметр аппарата составляет всего 2 м, гидростатическим столбом жидкости можно пренебречь

Тогда пробное давление, МПа:

$$P_{\text{пр}} := 1.25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_d} = 1.25 \cdot 0.97 \cdot \left(\frac{196}{177}\right) = 1.34 \text{ МПа} \quad (31)$$

где σ_{20} и σ_d - допускаемые напряжения для материала сосуда и его элементов при 20 градусах и расчетной температуре, МПа

P - рабочее давление

Коэффициент прочности сварного шва определяем из условия, что стыковые швы будут выполнены автоматической сваркой с двусторонним сплошным проваром с длиной контролируемых швов от общей длины 100%.

$$\phi := 1$$

5.3.2 Расчет толщины стенки обечайки (поз. 2) под действием внутреннего давления

Целью является определение толщины стенки обечайки, необходимой для обеспечения прочности аппарата.

Расчетная схема цилиндрической обечайки приведена на рис.5.

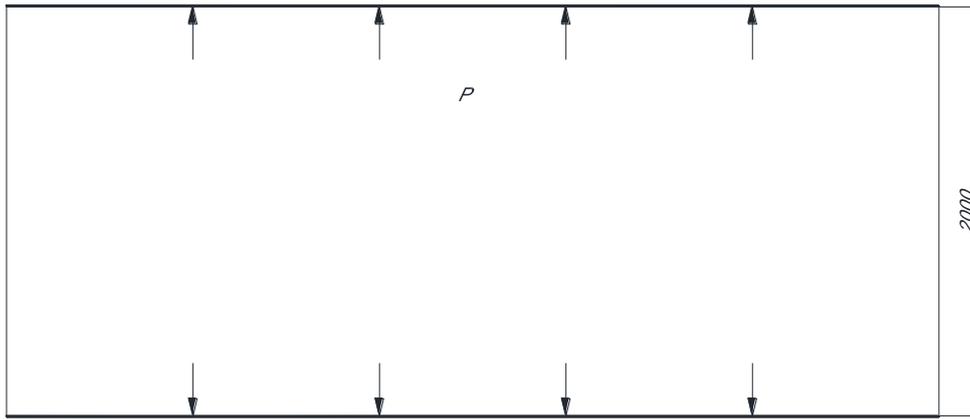


Рисунок 5 Расчетная схема цилиндрической обечайки

Толщина стенки цилиндрической обечайки [10]:

$$s_p := \max\left(\frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_D \cdot \phi - P}, \frac{P_{\text{пр}} \cdot D}{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot \phi - P_{\text{пр}}}\right) = \max\left[\frac{0.97 \cdot 2000}{(2 \cdot 177 \cdot 1 - 0.97)}, \frac{1.34 \cdot 2000}{(2 \cdot 272 \cdot 0.1 - 1.34)}\right] = 5.4953 \text{ мм}$$

$$\frac{0.97 \cdot 2000}{(2 \cdot 177 \cdot 1 - 0.97)} = 5.4953 \quad \frac{1.22 \cdot 2000}{(2 \cdot 272 \cdot 0.1 - 1.22)} = 4.495 \quad (32)$$

Исполнительная толщина стенки:

$$S_1 := s_p + c = 5.4953 + 2.8 = 8.295 \text{ мм} \quad (33)$$

Принимаем по сортаменту листового проката, согласно [29] толщину стенки обечайки

$$S_{\text{л}} := 10 \text{ мм}$$

Проверка условия применения формул при $D > 200 \text{ мм}$

$$\text{Prov}_1 := \begin{cases} \text{"условие применения формул выполняется"} & \text{if } \frac{S_1 - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"условие применения формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления на цилиндрическую обечайку,

МПа:

- в рабочих условиях

$$P_{\text{д.с1}} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_D \cdot (S_1 - c)}{D + (S_1 - c)} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 177 \cdot (10 - 2.8)}{[2000 + (10 - 2.8)]} = 1.3 \text{ МПа} \quad (34)$$

- в условиях испытаний

$$P_{\text{д.и.с1}} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot (S_1 - c)}{D + (S_1 - c)} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 272 \cdot 0 \cdot (10 - 2.8)}{[2000 + (10 - 2.8)]} = 2.0 \text{ МПа} \quad (35)$$

Условие прочности выполняется, так как

$$P < P_d \quad 0.97 < 1.3$$

Вывод: определили допустимое избыточное давление на обечайку, исполнительную толщину стенки обечайки, толщина равна 10 мм, полученное значение обеспечивает прочность аппарата., так как ($P < P_d$, $0.97 < 1.3$). Проверили условия применения формул, условие выполняется.

5.3.3. Расчет толщины стенки эллиптической крышки аппарата (поз. 1)

Целью данного подраздела является определение толщины стенки крышки аппарата, необходимой для обеспечения прочности сосуда.

Расчетная схема эллиптической крышки приведена на рис.6.

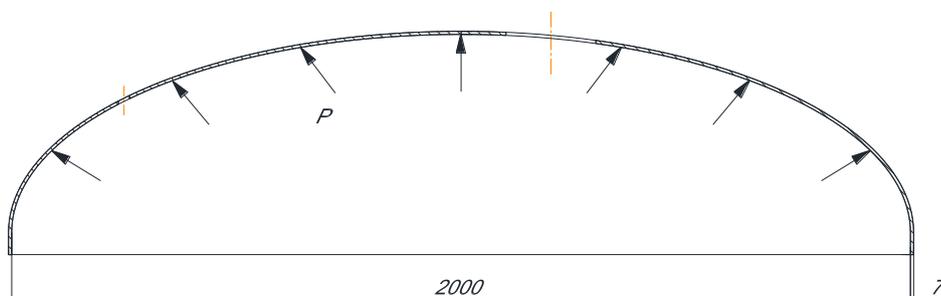


Рисунок 6 Расчетная схема эллиптической крышки

Для эллиптической крышки условие применения формул согласно [10]

$$0.2 \leq \frac{h}{D} \leq 0.5$$

В соответствии с [11]:

$$h := 0.25 \cdot D = 0.25 \cdot 2000 = 500.0 \text{ мм} \quad (36)$$

где h - высота эллиптической крышки

Радиус кривизны в вершине крышки:

при $h=0.25D$

$$R_{\text{кр}} := D$$

$$R = 2000 \text{ мм}$$

Толщина стенки эллиптической крышки, мм:

$$s_{\text{э.к}} := \left[\max \left(\frac{P \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - 0.5P}, \frac{P_{\text{пр}} \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{н}} - 0.5 \cdot P_{\text{пр}}} \right) = \max \left[\frac{0.97 \cdot 2000}{(2 \cdot 1.177 - 0.5 \cdot 0.97)}, \frac{1.34 \cdot 2000}{(2 \cdot 1.272 - 0.5 \cdot 1.34)} \right] \right] = 5.4$$

$$\frac{1.22 \cdot 2000}{(2 \cdot 1 \cdot 272.0 - 0.5 \cdot 1.22)} = 4.49 \frac{0.97 \cdot 2000}{(2 \cdot 1 \cdot 177 - 0.5 \cdot 0.97)} = 5.488 \quad (37)$$

Исполнительная толщина стенки:

$$S_{\text{Э.К}} := s_{\text{Э.К}} + c = 5.488 + 2.8 = 8.29 \text{ мм} \quad (38)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки $S_{\text{Э.К}} := 10 \text{ мм}$

Допускаемое давление:

- в рабочем состоянии

$$P_{\text{Д}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{Д}} \cdot \phi \cdot (S_{\text{Э.К}} - c)}{R + 0.5 \cdot (S_{\text{Э.К}} - c)} = \frac{2 \cdot 177 \cdot 1 \cdot (10 - 2.8)}{[2000 + 0.5 \cdot (10 - 2.8)]} = 1.3 \text{ МПа} \quad (39)$$

- в условиях испытаний

$$P_{\text{Д.И}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{И}} \cdot \phi \cdot (S_{\text{Э.К}} - c)}{R + 0.5 \cdot (S_{\text{Э.К}} - c)} = \frac{2 \cdot 272.0 \cdot 1 \cdot (10 - 2.8)}{[2000 + 0.5 \cdot (10 - 2.8)]} = 1.95 \text{ МПа} \quad (39)$$

Условие прочности выполняется, так как

$$P < P_{\text{Д}} \quad 0.97 < 1.34$$

$$Prov_2 := \begin{cases} \text{"условие применения формул выполняется"} & \text{if } \frac{S_{\text{Э.К}} - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"условие применения формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Prov_2 = \text{"условие применения формул выполняется"}$

В результате расчетов выбираем крышку с диаметром $D=2000$ мм, толщиной стенки $s=10$ мм и $h=500$ мм из стали марки 09Г2С согласно [8] "Крышка 2000-8-09Г2С ГОСТ 6533-68" .

Толщина стенки обеспечит условие прочности аппарата, так как условие прочности выполняется, так как

$$P < P_{\text{Д}}, 0.97 < 1.3$$

5.3.4 Подбор штуцеров и укрепление отверстий

Расчет допускаемого напряжения материала штуцеров проводим в соответствии с [30]

Так как штуцера изготовлены из такой же стали, что и корпус аппарата, можем принять:

Допускаемое напряжение материала накладного кольца при расчетной температуре:

$$\sigma_{\text{d1}} := \sigma_{\text{Д}}$$

Допускаемое напряжение материала внешней части штуцера:

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

Допускаемое напряжение внутренней части штуцера при этой же температуре:

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

Расчетные диаметры укрепляемых элементов:

- для цилиндрической обечайки

$$D_{p2} := \frac{D^2}{2 \cdot H} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{D^2 - 4 \cdot H^2}{D^4} \cdot x_2^2} = \frac{2000^2}{[2 \cdot (0.25 \cdot 2000)]} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \left[\frac{2000^2 - 4 \cdot (0.25 \cdot 2000)^2}{2000^4} \right]} \cdot 750^2 = 304$$

- для эллиптических крышек

$$D_{p1} := \frac{D^2}{2 \cdot H} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{D^2 - 4 \cdot H^2}{D^4} \cdot x^2} = \frac{2000^2}{[2 \cdot (0.25 \cdot 2000)]} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \left[\frac{2000^2 - 4 \cdot (0.25 \cdot 2000)^2}{2000^4} \right]} \cdot 200^2 = 394$$

Расчетный диаметр отверстия в стенке крышки

$$d_{p1} := \frac{d_1 + 2 \cdot c}{\sqrt{1 - \left(\frac{2 \cdot x}{D_{p1}} \right)^2}} = \frac{(200 + 2 \cdot 2.8)}{\sqrt{1 - \left(\frac{2 \cdot 200}{3940.0} \right)^2}} = 206.0 \text{ мм} \quad (40)$$

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки

$$d_{p2} := d_2 + 2 \cdot c = 200 + 2 \cdot 2.8 = 206.0 \text{ мм} \quad (41)$$

Расчет толщины стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением:

- для цилиндрической оболочки

$$s_{p1} := \frac{P \cdot (D_{p1})}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_D - P} = \frac{0.97 \cdot 3940.0}{(2 \cdot 1.177 - 0.97)} = 11.0 \text{ мм} \quad (42)$$

- для эллиптической крышки

$$s_{p2} := \frac{P \cdot (D_{p2})}{4 \cdot \phi \cdot \sigma_D - P} = \frac{0.97 \cdot 3041.0}{(4 \cdot 1.177 - 0.97)} = 4.17 \text{ мм} \quad (43)$$

Расчетная толщина стенки штуцера:

$$s_{p11} := \frac{P \cdot |d_1 + 2 \cdot c|}{2 \cdot (\phi \cdot \sigma_D) - P} = \frac{0.97 \cdot |200 + 2 \cdot 2.8|}{[2 \cdot (1.177) - 0.97]} = 0.56 \text{ мм} \quad (44)$$

$$s_{p12} := \frac{P \cdot |d_2 + 2 \cdot c|}{2 \cdot (\phi \cdot \sigma_D) - P} = \frac{0.97 \cdot |200 + 2 \cdot 2.8|}{[2 \cdot (1.177) - 0.97]} = 0.56 \text{ мм} \quad (45)$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующего укрепления

Для цилиндрической обечайки

$$d_{02} := 2 \cdot \left[\left(\frac{s_{p1} - c}{S_1} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_{p1} \cdot (S - c)} \text{ explicit ALL} \rightarrow 2 \cdot \left[\frac{(9.8 - 2.8)}{10} - 0.8 \right] \cdot \sqrt{3940.0 \cdot (10 - 2.8)}$$

$$d_{02} = 95 \text{ мм} \quad (46)$$

Для эллиптической крышки

$$d_{01} := 2 \cdot \left[\left(\frac{s_{p2} - c}{S_{\text{э.к}}} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_{p2} \cdot (S - c)} = 2 \cdot \left[\frac{(3.8 - 2)}{10} - 0.8 \right] \cdot \sqrt{3041.0 \cdot (10 - 2)}$$

$$d_{01} = 180 \text{ мм} \quad (47)$$

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий в цилиндрической оболочке:

$$\text{пров}_1 := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{d_{p1} - 2 \cdot c}{D} \geq 0.6 \\ \text{"Отношение толщины стенки днища к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{s_c - c}{D} \geq 0.1 \\ \text{"Условие применения формул выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

пров_1 = "Условие применения формул выполняется"

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий в эллиптической крышке:

$$\text{пров}_11 := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров не выполняется"} & \text{if } \frac{d_{p2} - 2 \cdot c}{D} \geq 0.6 \\ \text{"Отношение толщины к диаметру не выполняется"} & \text{if } \frac{s - c}{D} \geq 0.1 \\ \text{"Условие применения формул выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

пров_11 = "Условие применения формул выполняется"

Проверка необходимости дальнейшего расчета укрепления отверстия:

Для цилиндрической обечайки

$$\text{пров}_2 := \begin{cases} \text{"Укрепление отверстий НЕ требуется"} & \text{if } d_{01} > d_1 \\ \text{"Укрепление отверстий требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

пров_2 = "Укрепление отверстий требуется"

Для эллиптической крышки

$$\text{пров}_3 := \begin{cases} \text{"Укрепление отверстий НЕ требуется"} & \text{if } d_{02} > d_2 \\ \text{"Укрепление отверстий требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{пров}_3 = \text{"Укрепление отверстий требуется"} \quad +$$

5.4 Расчет укрепления отверстия

Расчет площади накладного кольца:

согласно [9] толщина накладного кольца применяется равной или больше половине толщины оболочки.

Ширина зоны укрепления крышки

$$l_p := \sqrt{D_{p1} \cdot (S_1 - c)} = \sqrt{3041.0 \cdot (10 - 2.8)} = 168.43 \text{ мм} \quad (48)$$

$$l_{1p} := \sqrt{(d_1 + 2 \cdot c) \cdot (S_1 - c)} = \sqrt{(200 + 2 \cdot 2.8) \cdot (10 - 2.8)} = 38.0 \text{ мм} \quad (49)$$

Длина внутренней части круглого штуцера, участвующего в укреплении отверстия

$$l_{3p} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_1 + 2 \cdot c) \cdot (s_3 - 2 \cdot c)} = 0.5 \cdot \sqrt{(200 + 2 \cdot 2.8) \cdot (10 - 2 \cdot 2.8)} = 15.0 \text{ мм} \quad (50)$$

Отношения допускаемых напряжений

Так как штуцер изготовлен из стали, что и накладное кольцо, то отношения их допускаемых напряжений будет равно 1

- для внешней части штуцера

$$\chi_1 := \min(1, 1) = \min(1, 1) = 1.0 \quad (51)$$

- для внутренней части штуцера

$$\chi_3 := \min(1, 1) = \min(1, 1) = 1.0 \quad (52)$$

- для накладного кольца

$$\chi_2 := \min(1, 1) = \min(1, 1) = 1.0 \quad (53)$$

Проверка условий укрепления одиночного отверстия:

$$A_{01} := l_{1p} \cdot (S_1 - s_{p11} - c) \cdot \chi_1 = 38.0 \cdot (10 - 0.56 - 2.8) \cdot 1.0 = 252.0 \quad (54)$$

$$A_{03} := l_{3p} \cdot (s_3 - c - c_{s1}) \cdot \chi_3 = 15.0 \cdot (10 - 2.8 - 0) \cdot 1.0 = 108.0 \quad (55)$$

$$A_{p.c} := l_p \cdot (S - s_{p11} - c) = 147.97 \cdot (10 - 0.56 - 2.8) = 1118.0 \quad (56)$$

$$A_p := 0.5 \cdot (d_{p1} - d_{01}) \cdot s_{p11} = 0.5 \cdot (206.0 - 6.7) \cdot 0.56 = 112.0 \quad (57)$$

$$\text{Sum} := A_{01} \cdot \chi_1 + A_{03} \cdot \chi_3 + A_{p.c} = 1478 \quad (58)$$

$$\text{пров}_4 := \begin{cases} \text{"Отверстие укреплено"} & \text{if } \text{Sum} \geq A_p \\ \text{"Требуется дополнительное укрепление отверстия"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$\text{пров}_4 = \text{"Отверстие укреплено"}$

Укрепления требуют все технологические отверстия, для остальных патрубков расчет проводится аналогично.

5.5 Расчет фланцевого соединения

Цель данного раздела состоит в определении расчетных параметров фланцев, определения усилия, действующих на прокладку, необходимого для герметичности фланцевого соединения, нагрузки на болты, с целью обеспечения прочности и герметичности фланцевого соединения.

А так же проверки прочности и герметичности фланцевого соединения.

Расчет проводим согласно [14]

Материал обечайки и фланцев - сталь 09Г2С

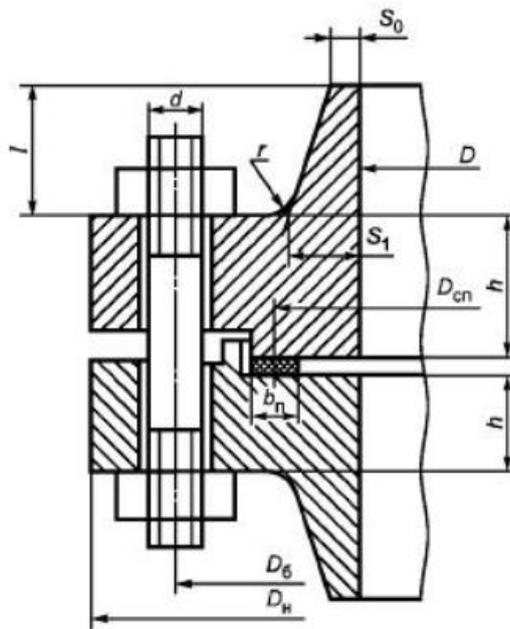
Материал болтов - сталь 40Х

Материал прокладки - паронит

Все используемые фланцы принимаем плоские, так как давление не высокое, за исключением фланца для люка, для соединения крышки люка со штуцером используется приварной встык фланец.

Так как используемая среда агрессивная и токсичная, выбираем фланцы с уплотнительной поверхностью типа выступ - впадина. На рис.7 представлена расчетная схема фланцевого соединения.

Расчёт проводим для патрубка входа нефти в аппарат



б - фланцевое соединение с
уплотнительной поверхностью типа
выступ-впадина

Рисунок 7 Расчетная схема фланцевого соединения

Диаметр прохода, мм	$D_y := 200$	
Наружный диаметр фланца, мм	$D_H := 335$	
Диаметр отверстий для болтов, мм	$D_б := 295$	
Толщина фланца, мм	$h := 27$	
Диаметр болтов, мм.	$d := 22$	
Диаметр прокладки, мм	$D_{сп} := 227$	
Количество болтов, шт	$n := 12$	
Рабочая температура, °С	$t := 25$	
Расчетное давление, МПа	$P := 0.97$	
Толщина прокладки, мм	$h_{п} := 2$	
Ширина прокладки, мм	$b_{п} := 12$	
Толщина втулки фланца в месте присоединения к тарелке, мм	$S_0 := 7$	

Определение расчетных параметров

Расчетные температуры:

Расчетная температура неизолированных плоских фланцев, согласно [14]:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t = 0.96 \cdot 25 = 24.0 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (59)$$

Расчетная температура болтов:

$$t_{\sigma} := 0.85 \cdot t = 0.85 \cdot 25 = 21.0 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (60)$$

Предел прочности при заданной температуре:

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma := \begin{pmatrix} 230 \\ 230 \end{pmatrix} \quad (61)$$
$$\sigma_{\text{д.}\sigma} := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_{\sigma}), 0.5)$$

$$\sigma_{\text{д.}\sigma} = 230 \text{ МПа}$$

Модуль упругости болтов:

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad E := \begin{pmatrix} 2.18 \cdot 10^5 \\ 2.15 \cdot 10^5 \end{pmatrix}$$
$$E_{\sigma} := \text{Floor}(\text{linterp}(t, E, t_{\sigma}), 0.01) \text{ explicit, ALL} \rightarrow \text{Floor}\left[\text{linterp}\left[\begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} 2.18 \cdot 10^5 \\ 2.15 \cdot 10^5 \end{pmatrix}, 21.0\right], 0.01\right] \quad (62)$$
$$E_{\sigma} = 2.18 \times 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для болтов при 20 °С :

$$\sigma_{20,\sigma} := 230 \text{ МПа}$$

Модуль упругости при температуре испытаний:

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

Коэффициент линейного расширения стали 40Х при температуре 20-200 градусов:

$$\alpha_{\sigma} := 3.4 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{К}}$$

Так как фланцы изготовлены из того же материала, что и обечайка, примем допускаемые напряжения аналогичными обечайке.

$$\text{допускаемое напряжение для стали 09Г2С, МПа} \quad \sigma_{\text{д}} = 194.5$$

$$\text{допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20 градусах, МПа} \quad \sigma_{\text{д},20} = 196$$

$$\text{модуль упругости стали 09Г2С при 20 градусах, МПа} \quad E_{20} := 2.1 \cdot 10^5$$

$$\text{модуль упругости стали 09Г2С при рабочей температуре, МПа} \quad E := 2.09 \cdot 10^5$$

коэффициент линейного расширения стали 09Г2С

$$\alpha_{\phi} := 11.5 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{K}}$$

Эффективная ширина плоской прокладки

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

$$b_0 = 12 \text{ мм}$$

Характеристики прокладки согласно [14, табл.И1]

Прокладочный коэффициент $m := 2.5$

Удельное давление обжатия прокладки, МПа $q_{\text{обж}} := 20$

Допускаемое удельное давление, МПа $q_{\text{д}} := 130 \text{ МПа}$

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

Условный модуль сжатия прокладки, МПа $E_{\Pi} := 0.02 \cdot 10^5$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{СП}} \cdot b_0 \cdot q_{\text{обж}} = 0.5 \cdot \pi \cdot 227 \cdot 12 \cdot 20 = 85576.0 \text{ Н} \quad (63)$$

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

$$R_{\Pi} := \pi \cdot D_{\text{СП}} \cdot b_0 \cdot m \cdot P = \pi \cdot 227 \cdot 12 \cdot 2.5 \cdot 0.97 = 20752.0 \text{ Н} \quad (64)$$

Усилия в болтах фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях

Площадь поперечного сечения болта согласно [14, прил. Д.]

$$f_{\zeta} := 281.5 \text{ мм}^2$$

Суммарная площадь сечения болтов по внутреннему диаметру резьбы:

$$A_{\zeta} := n \cdot f_{\zeta} = 12 \cdot 281.5 = 3378.0 \text{ мм}^2 \quad (65)$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_{\text{д}} := 0.785 \cdot D_{\text{СП}}^2 \cdot P = 0.785 \cdot 227^2 \cdot 0.97 = 39236.0 \text{ Н} \quad (66)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающим моментом

$$M := 0$$

внешний изгибающий момент примем равным нулю

тогда $Q_{\text{FM}} := 0$ - приведенная нагрузка, вызванная внешней осевой силой или моментом:

Податливость прокладки.

$$y_{II} := \frac{h_{II} \cdot K_{обж}}{E_{II} \cdot \pi \cdot D_{сII} \cdot b_{II}} = \frac{2 \cdot 0.9}{(0.02 \cdot 10^5 \cdot \pi \cdot 227.12)} = 1.1e-7 \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (67)$$

Длина болта:

$$L_{b0} := 57 \text{ мм}$$

$$L_b := L_{b0} + 0.28 \cdot d = 57 + 0.28 \cdot 22 = 63.0 \text{ мм} \quad (68)$$

Податливость болтов:

$$y_b := \frac{L_b}{E_{20.6} \cdot A_b} = \frac{63.0}{(2.18 \cdot 10^5 \cdot 3378.0)} = 8.6e-8 \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (69)$$

Расчетные параметры фланцев

Параметр длины обечайки

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} = \sqrt{2000 \cdot 10} = 141.0 \text{ мм} \quad (70)$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_H}{D} = \frac{335}{2000} = 0.17 \quad (71)$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = \frac{[0.17^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(0.17)) - 1]}{[(1.05 + 1.945 \cdot 0.17^2) \cdot (0.17 - 1)]} = 1.3 \quad (72)$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \cdot -1 = \frac{[0.17^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(0.17)) - 1]}{[1.36 \cdot (0.17^2 - 1) \cdot (0.17 - 1)]} \cdot -1 = 1.1 \quad (73)$$

$$\beta_Y := \frac{1}{K - 1} \cdot \left(0.69 \cdot 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{K^2 - 1} \right) \cdot -1 = \frac{1}{(0.17 - 1)} \cdot \left[0.69 \cdot 5.72 \cdot \frac{0.17^2 \cdot \log(0.17)}{(0.17^2 - 1)} \right] \cdot -1 = 0.11$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \cdot -1 = \frac{(0.17^2 + 1)}{(0.17^2 - 1)} \cdot -1 = 1.1 \quad (74)$$

Для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с прямой втулкой, плоскими фланцами и свободными фланцами принимают:

$$\beta_F := 0.91$$

$$\beta_V := 0.55$$

$$f := 1$$

Тогда:

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot S_0^2} = \frac{(0.91 \cdot 27 + 118.0)}{(1.3 \cdot 118.0)} + \frac{0.55 \cdot 27^3}{(1.1 \cdot 118.0 \cdot 7^2)} = 2.6 \quad (75)$$

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot S_0^2 \cdot l_0} = \frac{0.91 \cdot 0.55}{(2.1 \cdot 10^5 \cdot 2.6 \cdot 7^2 \cdot 118.0)} = 1.6e-10 \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (76)$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H} = \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \left[\frac{295}{(2.1 \cdot 10^5 \cdot 27^3 \cdot 335)}\right] = 1.0e-10 \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (77)$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между болтами

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5}\right)}} \right] = \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot 295}{12 \cdot \left[2 \cdot 22 + \frac{6 \cdot 27}{(2.5 + 0.5)}\right]}} \right] = 1.0 \quad (78)$$

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

$$b := 0.5 \cdot (D_6 - D_{\text{СП}}) = 0.5 \cdot (295 - 227) = 34.0 \text{ мм} \quad (79)$$

Плечо усилия от действия давления на фланец

$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 1 \quad (80)$$

$$x := \frac{l_0}{\sqrt{D \cdot S_0}} = \frac{118.0}{\sqrt{2000 \cdot 7}} = 1.0 \quad (81)$$

$$\xi := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1 + (1 - 1) \cdot \left[\frac{1.0}{1.0 + \frac{(1 + 1)}{4}} \right] = 1.0 \quad (82)$$

$$S_3 := \xi \cdot S_0 = 1.0 \cdot 7 = 7.0 \text{ мм} \quad (83)$$

$$e := 0.5 \cdot [D_{\text{СП}} - D_y - (S_3)] = 0.5 \cdot (227 - 200 - 7.0) = 10.0 \quad (84)$$

Жесткость фланцевого соединения:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\Pi} + y_6 \cdot \frac{E_{20.6}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot \frac{E_{20}}{E} \cdot y_\Phi} = \frac{1}{\left[1.1e-7 + 8.6e-8 \cdot \left[\frac{2.18 \cdot 10^5}{(2.18 \cdot 10^5)} \right] + 2 \cdot 34.0^2 \cdot \left[\frac{2.1 \cdot 10^5}{(2.09 \cdot 10^5)} \right] \cdot 1.6e-1 \right]} \quad (85)$$

$$\gamma = 1.762 \times 10^6$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного давлением или внешней

осевой силой

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\Pi} - 2 \cdot e \cdot y_{\Phi} \cdot b}{y_{\Pi} + y_{\zeta} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\Phi}} = 1 - \frac{(1.1e-7 - 2 \cdot 10.0 \cdot 1.6e-10 \cdot 34.0)}{(1.1e-7 + 8.6e-8 + 2 \cdot 34.0^2 \cdot 1.6e-10)} = 0.998 \quad (86)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$\alpha_M := \frac{y_{\zeta} + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{СП}}} \right)}{y_{\zeta} + y_{\Pi} \cdot \left(\frac{D_{\zeta}}{D_{\text{СП}}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b^2} = \frac{\left[8.6e-8 + 2 \cdot 1.0e-10 \cdot 34.0 \cdot \left(34.0 + 10.0 - \frac{10.0^2}{227} \right) \right]}{\left[8.6e-8 + 1.1e-7 \cdot \left(\frac{295}{227} \right)^2 + 2 \cdot 1.0e-10 \cdot 34.0^2 \right]} = 0.76$$

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

$$Q_t := \gamma \cdot \left[2 \cdot \alpha_{\Phi} \cdot h \cdot (t_{\Phi} - 20) - 2 \cdot \alpha_{\zeta} \cdot h \cdot (t_{\zeta} - 20) \right] \quad (87)$$

$$Q_t := 4.052 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Нагрузка на болты.

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

Момент и внешняя осевая сила

$$M := 0$$

$$F := 0$$

$$P_{\zeta 1} := \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot M}{D_{\text{СП}}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot M}{D_{\text{СП}}} - Q_t \right] \quad (88)$$

$$P_{\zeta 1} = \max \left[0.998 \cdot (39236.0 + 0) + 20752.0 + \frac{4 \cdot 0.76 \cdot 0}{227}, 0.998 \cdot (39236.0 + 0) + 20752.0 + \frac{4 \cdot 0.76 \cdot 0}{227} - \right.$$

$$\left. P_{\zeta 1} = 59909.0 \text{ Н} \quad (89) \right.$$

$$P_{\zeta 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\zeta} \cdot \sigma_{20.6}) = \max(85576.0, 0.4 \cdot 3378.0 \cdot 230) = 310775.0 \text{ Н} \quad (90)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{\zeta M} := \max(P_{\zeta 1}, P_{\zeta 2}) = \max(59909.0, 310775.0) = 310775.0 \text{ Н} \quad (91)$$

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

$$P_{\zeta p} := P_{\zeta M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) M}{D_{\text{СП}}} \quad (92)$$

$$P_{\bar{\sigma}_p} = 310775.0 + (1 - 0.998) \cdot (39236.0 + 0) + 4.052 \cdot 10^3 + \frac{4 \cdot [(1 - 0.76) \cdot 0]}{227} \quad (93)$$

$$P_{\bar{\sigma}_p} = 314905.0 \text{ Н}$$

Проверка прочности болтов и прокладки

Расчетные значения в болтах

- при затяжке

$$\sigma_{\bar{\sigma}_1} := \frac{P_{\bar{\sigma}_M}}{A_{\bar{\sigma}}} = \frac{310775.0}{3378.0} = 92.0 \text{ МПа} \quad (94)$$

- в рабочих условиях

$$\sigma_{\bar{\sigma}_2} := \frac{P_{\bar{\sigma}_p}}{A_{\bar{\sigma}}} = \frac{314905.0}{3378.0} = 93.0 \text{ МПа} \quad (95)$$

Условия прочности болтов.

$$\text{Usl_bolt} := \begin{cases} \text{"Условие прочности при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\bar{\sigma}_1} > \sigma_{20.6} \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\bar{\sigma}_2} > \sigma_{д.6} \\ \text{"Условия прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Usl_bolt} = \text{"Условия прочности выполняется"}$$

$$\sigma_{\bar{\sigma}_1} = 92 \text{ МПа} < \sigma_{20.6} = 230 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\bar{\sigma}_2} = 93 \text{ МПа} < \sigma_{д.6} = 230 \text{ МПа}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{\bar{\sigma}_M}, P_{\bar{\sigma}_p})}{\pi \cdot D_{сП} \cdot b_{П}} = \frac{\max(310775.0, 314905.0)}{(\pi \cdot 227 \cdot 12)} = 37.0 \text{ МПа} \quad (96)$$

Условие прочности прокладки

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

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

$$q = 37 \text{ МПа} < q_{д} = 130 \text{ МПа.}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке

$$M_{\bar{M}} := C_F \cdot P_{\bar{\sigma}_M} \cdot b = 1.0 \cdot 310775.0 \cdot 34.0 = 1.06e7 \text{ Н}\cdot\text{мм} \quad (97)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях

$$M_{\text{P}} := C_F \cdot \max \left[P_{\text{ср}} \cdot b + (Q_{\text{д}} + Q_{\text{FM}}) \cdot e, |Q_{\text{д}} + Q_{\text{FM}}| \cdot e \right] \quad (98)$$

$$M_{\text{P}} = 1.0 \cdot \max [314905.034.0 + (39236.0 + 0) \cdot 10.0, |39236.0 + 0| \cdot 10.0] \quad (99)$$

$$M_{\text{P}} = 1.1e7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке

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

$$D_{\text{пр}} := D$$

$D_{\text{пр}}$ - приведенный диаметр фланца, в нашем случае, для плоского фланца принимается равным D

$$\sigma_{0\text{M}} := \frac{M_{\text{M}}}{\lambda \cdot (S_0 - c)^2 \cdot D_{\text{пр}}} = \frac{1.06e7}{[2.6 \cdot (7 - 2)^2 \cdot 2000]} = 82.0 \text{ МПа} \quad (100)$$

$$\sigma_{1\text{M}} := \sigma_{0\text{M}}$$

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

- радиальное

$$\sigma_{\text{Rm}} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_{\text{M}} \cdot 10 = \frac{(1.33 \cdot 0.91 \cdot 27 + 118.0)}{(2.6 \cdot 27^2 \cdot 118.0 \cdot 2000)} \cdot 1.06e7 \cdot 10 = 36.0 \text{ МПа} \quad (101)$$

- окружное

$$\sigma_{\text{Tm}} := \frac{\beta_Y \cdot M_{\text{M}}}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{\text{Rm}} \cdot -1 = \frac{0.11 \cdot 1.06e7}{(27^2 \cdot 2000)} - 1.1 \cdot 36.0 \cdot -1 = 40.0 \text{ МПа} \quad (102)$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях

Меридиональные изгибные напряжения во втулке приварного встык фланца с прямой втулкой или плоских фланцев

$$\sigma_{0\text{P}} := \frac{M_{\text{P}}}{\lambda \cdot (S_0 - c)^2 \cdot D_{\text{пр}}} = \frac{1.1e7}{[2.6 \cdot (7 - 2)^2 \cdot 2000]} = 85.0 \text{ МПа} \quad (103)$$

$$\sigma_{0\text{mp}} := \max \left[\frac{Q_{\text{д}} + F - \frac{4 \cdot M}{D_{\text{сп}}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c)}, \frac{Q_{\text{д}} + F + \frac{4 \cdot M}{D_{\text{сп}}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c)} \right] \cdot 10 \quad (104)$$

$$\sigma_{0\text{mp}} = \max \left[\frac{\left(39236.0 + 0 - \frac{4 \cdot 0}{227} \right)}{[\pi \cdot (2000 + 7) \cdot (7 - 2)]}, \frac{\left(39236.0 + 0 + \frac{4 \cdot 0}{227} \right)}{[\pi \cdot (2000 + 7) \cdot (7 - 2)]} \right] \cdot 10 \quad (105)$$

$$\sigma_{0\text{mp}} = 12.0 \text{ МПа}$$

Окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца

$$\sigma_{0mp} := \frac{P \cdot D}{2 \cdot (S_0 - c)} = \frac{0.97 \cdot 2000}{2 \cdot (7 - 2)} = 193.0 \text{ МПа} \quad (106)$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца или плоского фланца

- радиальное

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_P \cdot 12 = \frac{(1.33 \cdot 0.91 \cdot 27 + 118.0)}{(2.6 \cdot 27^2 \cdot 118.0 \cdot 2000)} \cdot 1.1e7 \cdot 12 = 44.5 \text{ МПа} \quad (107)$$

- окружное

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_P}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp}^{-1} = \frac{0.11 \cdot 1.1e7}{27^2 \cdot 2000} - 1.1 \cdot 44.5^{-1} = 49.8 \text{ МПа} \quad (108)$$

Условия статической прочности

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

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

PR_3 := "Условия статической прочности выполняются"

Расчет ведем с учетом стесненности температурных деформаций, поэтому примем

$K_T := 1.3$

$$Us1_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{Rm}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{Tm}|) > K_T \cdot \sigma_{д.20} \\ PR_2 & \text{if } \max(|\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp}|, |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp}|, |\sigma_{0p} + \sigma_{0mp}|) > K_T \cdot \sigma_{д} \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\max(|\sigma_{0M} + \sigma_{Rm}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{Tm}|) = 122 \text{ МПа} \quad (109)$$

$$K_T \cdot \sigma_{д.20} = 254.8 \text{ МПа}$$

$$\max(|\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp}|, |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp}|, |\sigma_{0p} + \sigma_{0mp}|) = 122.8 \text{ МПа} \quad (110)$$

$$K_T \cdot \sigma_{д} = 252.85 \text{ МПа}$$

Us1_3 = "Условия статической прочности выполняются"

Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца или плоского фланца

$$\Theta := M_P \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E} = 1.1e7 \cdot 1.6e-10 \cdot \left[\frac{2.1 \cdot 10^5}{(2.09 \cdot 10^5)} \right] = 0.0018 \quad (111)$$

Допустимый угол поворота плоского фланца при значении $D > 2000$ принимаем

$$\Theta_{д} := 0.013$$

$$Usl_4 := \begin{cases} \text{"Условие в условиях испытаний НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_D \\ \text{"Условие в рабочих условиях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1 \cdot \Theta_D \\ \text{"Условия поворота фланца выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_4 = "Условия поворота фланца выполняются"

В ходе данного раздела были определены расчетные параметры фланцев, усилия на прокладку, нагрузка на болты в рабочих условиях и при затяжке. Проверены условия прочности болтов при затяжке ($92 < 230$ МПа) и в рабочих условиях ($93 < 230$ МПа). Проверены условия прочности прокладки ($9372 < 130$ МПа). Так были проверены условия статической прочности фланцевого соединения при затяжке ($122 < 254.8$ МПа), в рабочих условиях ($122.8 < 252.85$ МПа) и проверены условия герметичности. Допускаемый угол поворота фланца $0.013 > 0.0018$ расчетного угла поворота, условия выполняются

5.6 Подбор стандартных опор [16]

Целью является определение несущей способности обечайки, и подбор стандартных опор, необходимых для удержания аппарата, а так же расчет на прочность и устойчивость от действия осевого усилия, от мембранных напряжений, действующих в области опоры, поперечной силы и изгибающего момента. Для рассчитываемого аппарата при длине 6500 мм будет достаточно двух опор. Опоры аппарата представлены на рис.8.

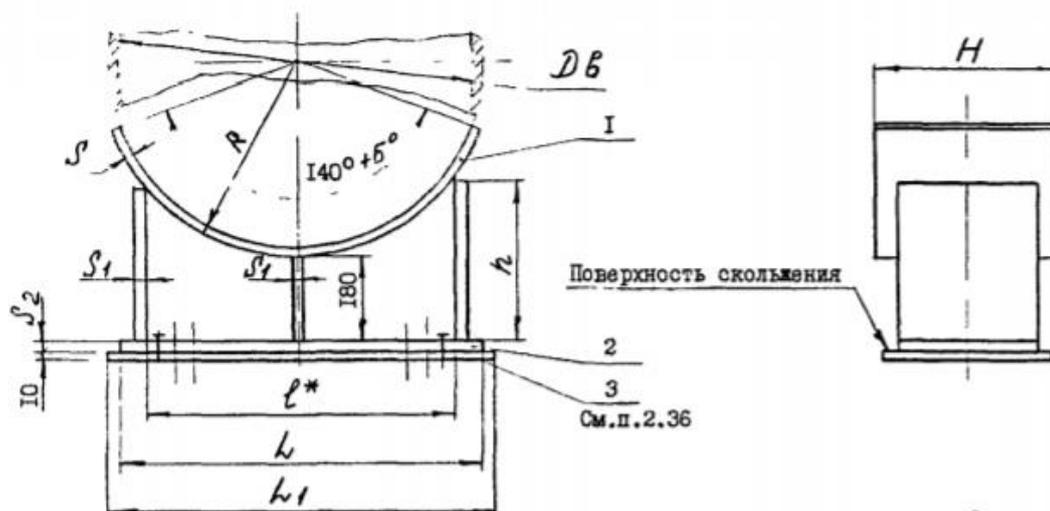


Рисунок 8 Опора аппарата

Вес аппарата $G_1 := 4730 \cdot 9.8 = 4.635 \times 10^4 \text{ Н}$ (112)

Ускорение свободного падения $g = 9.8 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$

Плотность воды	$\rho_B := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	
Вес аппарата с жидкостью	$G := 20730 \cdot 9.8 = 2.032 \times 10^5 \text{ Н}$	(113)
Вес на одну опору	$G_2 := \frac{G}{2} = 1.016 \times 10^5 \text{ Н}$	(114)

Аппарат изготовлен из стали 09Г2С

Плотность материала	$\rho := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	
Высота выпуклой части днища по внутренней поверхности без учета цилиндрической отбортовки, мм	$H := 500$	
Длина цилиндрической части сосуда, включая длину цилиндрической отбортовки днища, мм	$L := 8500$	
Внутренний диаметр цилиндрической обечайки или выпуклого днища, мм	$D := 2000$	
Внутреннее избыточное давление, МПа	$P_{\text{раб}} := 0.97$	
Коэффициент прочности сварных швов обечайки, расположенных в области опорного узла	$\phi := 1$	
Модуль продольной упругости при расчетной температуре, МПа	$E := 1.91 \cdot 10^5$	
Ширина седловой опоры, мм	$b := 300$	
Исполнительная толщина подкладного листа, мм	$s_2 := 10$	
Ширина подкладного листа, мм	$b_2 := 450$	
Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа	$\sigma_t := 150$	
Предел текучести при расчетной температуре, МПа	$\sigma_T := 254.5$	
Вес аппарата, Н	$G_1 = 4.635 \times 10^4$	
Допускаемое напряжение при 20 градусах, МПа	$\sigma_{20} := 183$	
Длина выступающей цилиндрич. части сосуда, включая отбортовку днища, мм	$a := 1800$	
Длина свободно выступающей части сосуда, мм	$e := a + H = 2.3 \times 10^3$	
Рабочая температура аппарата, °С	$t_{\text{раб}} := 25$	

Сумма прибавок к расчетной толщине стенки, мм

$$c = 2.8$$

Угол охвата седловой опоры, °

$$\delta_1 := 120$$

Угол охвата сосуда подкладным листом, °

$$\delta_2 := 140$$

Расчет опор аппарата

Расчетные данные:

Расчетная температура

$$o := \frac{\text{Рабочие условия}}{\text{Условия испытаний}}$$

$$o = 1$$

$$t := \begin{cases} \max(t_{\text{раб}}, 20) & \text{if } o = 1 \\ 20 & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad (115)$$

$$t = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Допускаемое напряжение при расчетной температуре:

Принимаем при расчетной температуре согласно [30]

$$\sigma_d := \begin{cases} \text{Floor}(\sigma_t \cdot \phi, 0.5) & \text{if } o = 1 \\ \text{Floor}\left(\frac{\sigma_T}{1.1}, 0.5\right) & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad (116)$$

$$\sigma_d = 150 \text{ МПа}$$

Расчетное давление:

$$p := \begin{cases} P_{\text{раб}} & \text{if } o = 1 \\ 1.25 \cdot P_{\text{раб}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad (117)$$

$$p = 0.97 \text{ МПа}$$

Толщина стенки

$$s_r := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - p} = \frac{0.97 \cdot 2000}{(2 \cdot 1 \cdot 150 - 0.97)} = 6.5 \text{ мм} \quad (118)$$

Исполнительная толщина стенки

$$s_{\text{н}} := \text{Floor}(s_r + c, 1) = \text{Floor}(6.5 + 2.8, 1) = 9.0 \text{ мм} \quad (119)$$

примем согласно [16]

$$s_{\text{н}} := 16 \text{ мм}$$

Коэффициент запаса прочности

$$n_y := \begin{cases} 2.4 & \text{if } o = 1 \\ 1.8 & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad (120)$$

$$n_y = 2.4$$

Нагрузка на корпус аппарата

$$q := \frac{G}{L + \frac{4 \cdot H}{3}} = \frac{203154.0}{\left(5250 + \frac{4 \cdot 500}{3}\right)} = 34.3 \frac{\text{H}}{\text{мм}} \quad (121)$$

$$M_0 := q \cdot \frac{D^2}{16} = 34.3 \cdot \left(\frac{2000^2}{16}\right) = 8.57e6 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (122)$$

Опорное усилие

$$F_1 := \frac{G}{2} = \frac{203154.0}{2} = 101577.0 \text{ Н} \quad (123)$$

Момент над опорой

$$M_1 := \frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 = \frac{34.3 \cdot 2300^2}{2} - 8.57e6 = 8.22e7 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (124)$$

Максимальный момент между опорами

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a\right) - \frac{q}{2} \cdot \left(\frac{L}{2} + \frac{2 \cdot H}{3}\right)^2 = 8.57e6 + 101577.0 \cdot \left(\frac{5250}{2} - 1800\right) - \frac{34.3}{2} \cdot \left(\frac{5250}{2} + \frac{2 \cdot 500}{3}\right)^2$$

$$M_{12} = 5.772 \times 10^7 \quad (125)$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4 \cdot H}{3}} \cdot F_1 = \frac{(5250 - 2 \cdot 1800)}{\left(5250 + \frac{4 \cdot 500}{3}\right)} \cdot 101577.0 = 28327.0 \text{ Н} \quad (126)$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

Допускаемый изгибающий момент (127)

$$M_d := \begin{cases} M_p \leftarrow \frac{\pi}{4} \cdot D \cdot (D + s - c)(s - c) \cdot \sigma_d \\ M_E \leftarrow \frac{8.9 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y} \cdot D^3 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s - c)}{D}\right]^{2.5} \\ M_d \leftarrow \frac{M_p}{\sqrt{1 + \left(\frac{M_p}{M_E}\right)^2}} \end{cases}$$

$$M_d = 5.977 \times 10^9 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Дополнительные вычисления

$$x := \frac{L}{D} = \frac{5250}{2000} = 2.62 \quad (128)$$

$$y := \frac{D}{s - c} = \frac{2000}{(16 - 2.8)} = 152.0 \quad (129)$$

$$z := 1.6 - 0.20924(x - 1) + 0.028702x \cdot (x - 1) + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1) - 0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) - 0.0001 \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) \cdot (x - 1) \quad (130)$$

$$K_9 := \max(z, 1) = \max(1.44, 1) = 1.44 \quad (131)$$

$$\text{Усл_прочности} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \leq \sigma_d \cdot \phi \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется. Необходимо увеличить толщину стенки"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Усл_прочности = "Условие прочности выполняется"

$$\frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} = 121.004 \text{ МПа} \quad (132)$$

$$\sigma_d \cdot \phi = 150 \text{ МПа}$$

Проверка несущей способности обечайки, неукрепленной кольцами жесткости

Параметр, определяемый расстоянием до днища

$$\gamma_{\text{мм}} := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s - c)}{D}} = 2.83 \cdot \left(\frac{1800}{2000} \right) \cdot \sqrt{\frac{(16 - 2.8)}{2000}} = 0.207 \quad (133)$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s - c)}} = 0.91 \cdot \left[\frac{300}{\sqrt{2000 \cdot (16 - 2.8)}} \right] = 1.68 \quad (134)$$

Общее осевое мембранное напряжение изгиба, действующее в области опорного узла

$$\sigma_{\text{mx}} := \frac{4 \cdot M_1}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} = \frac{4 \cdot 8.22e7}{\left[\pi \cdot 2000^2 \cdot (16 - 2.8) \right]} = 1.98 \text{ МПа} \quad (135)$$

Условие прочности

$$F_1 \leq \min(F_{d2}, F_{d3})$$

где F_{d2} - допускаемое опорное усилие от нагружения в осевом направлении

F_{d3} - допускаемое опорное усилие от нагружения в окружном направлении

σ_{i2} σ_{i3} - предельные напряжения изгиба

K_{10} - коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры

K_{12} K_{14} - коэффициенты, учитывающие влияние угла охвата

K_{16} - коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища

K_{17} - коэффициент, учитывающий влияние

$$K_2 := \begin{cases} 1.2 & \text{if } o = 1 \\ 1.0 & \text{if } o = 2 \end{cases} \quad (136)$$

$$K_2 = 1.2$$

$$K_{13} := \frac{\max\left(1.7 - \frac{2.1 \cdot 2.0944}{\pi}, 0\right)}{\sin(0.5 \cdot 2.0944)} = 0.346 \quad (137)$$

$$K_{11} := \frac{1 - e^{-\beta_1} \cdot \cos(\beta_1)}{\beta_1} = \frac{(1 - 2300^{-1.68} \cdot \cos(1.68))}{1.68} = 0.595 \quad (138)$$

$$K_{15} := \min\left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{y} + 6 \cdot y}{2.0944}\right) = \min\left[1, \frac{(0.8 \cdot \sqrt{143.0} + 6 \cdot 143.0)}{2.0944}\right] = 1.0 \quad (139)$$

$$K_{12} := \frac{1.15 - 0.1432 \cdot 2.0944}{\sin(0.5 \cdot 2.0944)} = 0.982 \quad (140)$$

$$K_{14} := \frac{1.45 - 0.43 \cdot 2.0944}{\sin(0.5 \cdot 2.0944)} = 0.634 \quad (141)$$

$$K_{10} := \max\left(\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1}, 0.25\right) = \max\left(\frac{2300^{-1.63} \cdot \sin(1.63)}{1.63}, 0.25\right) = 0.25 \quad (142)$$

$$K_{16} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot y)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot 2.0944}} = 1 - \frac{0.65}{[1 + (6 \cdot 143.0)^2]} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{(3 \cdot 2.0944)}} = 1.0 \quad (143)$$

$$K_{17} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{s-c}} \cdot \frac{b}{D} \cdot 2.0944} = \frac{1}{\left[1 + 0.6 \cdot \sqrt[3]{\frac{2000}{(16-2.8)}} \cdot \left(\frac{300}{2000}\right) \cdot 2.0944\right]} = 0.499 \quad (144)$$

$$\nu_{21} := \frac{0.23 \cdot K_{13} \cdot K_{15}}{K_{12} \cdot K_{10}} = \frac{0.23 \cdot 0.346 \cdot 1.0}{(0.982 \cdot 0.25)} = 0.324 \quad (145)$$

$$\nu_{31} := -1 \cdot \frac{0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta_1)} = (-1) \cdot \left[\frac{0.53 \cdot 0.595}{(0.634 \cdot 1.0 \cdot 0.499 \cdot \sin(0.5 \cdot 120))} \right] = 3.27 \quad (146)$$

$$\nu_{221} := \sigma_{\text{mx}} \cdot \frac{K_2}{n_y \cdot \sigma_d} = 1.98 \cdot \left[\frac{1.2}{(2.4 \cdot 150)} \right] = 0.006\epsilon \quad (147)$$

$$\nu_{321} := 0$$

$$\nu_{222} := \left[\frac{p \cdot D}{4 \cdot (s - c)} - \sigma_{\text{mx}} \right] \cdot \frac{K_2}{n_y \cdot \sigma_d} = \left[\frac{0.97 \cdot 2000}{[4 \cdot (16 - 2.8)]} - 1.98 \right] \cdot \left[\frac{1.2}{(2.4 \cdot 150)} \right] = 0.11\epsilon \quad (148)$$

$$\nu_{322} := \frac{p \cdot D}{2 \cdot (s - c)} \cdot \frac{K_2}{n_y \cdot \sigma_d} = \frac{0.97 \cdot 2000}{[2 \cdot (16 - 2.8)]} \cdot \left[\frac{1.2}{(2.4 \cdot 150)} \right] = 0.245 \quad (149)$$

Принимают ν_{221} ν_{222} ν_{321} ν_{322} соответственно, дающие наименьшее предельное напряжение изгиба

$$K_{2.1} := \left(\frac{1 + 3 \cdot \nu_{21} \cdot \nu_{221}}{3 \cdot \nu_{21}^2} \right) \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot \nu_{21}^2 \cdot (1 - \nu_{221}^2)}{(1 + 3 \cdot \nu_{21} \cdot \nu_{221})^2} + 1} - 1 \right] \quad (150)$$

$$K_{2.1} = \frac{(1 + 3 \cdot 0.324 \cdot 0.00403)}{(3 \cdot 0.324^2)} \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot 0.324^2 \cdot (1 - 0.00403^2)}{(1 + 3 \cdot 0.324 \cdot 0.00403)^2} + 1} - 1 \right] \quad (151)$$

$$K_{2.1} = 1.25$$

$$\sigma_{i2.1} := K_{2.1} \cdot \sigma_d \cdot \frac{n_y}{K_2} = 1.25 \cdot 150 \cdot \left(\frac{2.4}{1.2} \right) = 375.0 \text{ МПа} \quad (152)$$

$$K_{2.2} := \left(\frac{1 + 3 \cdot \nu_{21} \cdot \nu_{222}}{3 \cdot \nu_{21}^2} \right) \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot \nu_{21}^2 \cdot (1 - \nu_{222}^2)}{(1 + 3 \cdot \nu_{21} \cdot \nu_{222})^2} + 1} - 1 \right] \quad (153)$$

$$K_{2.2} = \frac{(1 + 3 \cdot 0.324 \cdot 0.116)}{(3 \cdot 0.324^2)} \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot 0.324^2 \cdot (1 - 0.116^2)}{(1 + 3 \cdot 0.324 \cdot 0.116)^2} + 1} - 1 \right] \quad (154)$$

$$K_{2.2} = 1.14$$

$$\sigma_{i2.2} := K_{2.2} \cdot \sigma_d \cdot \frac{n_y}{K_2} = 1.14 \cdot 150 \cdot \left(\frac{2.4}{1.2} \right) = 342.0 \text{ МПа} \text{ принимаем в расчетах} \quad (155)$$

$$K_{3.1} := \left(\frac{1 + 3 \cdot \nu_{31} \cdot \nu_{321}}{3 \cdot \nu_{31}^2} \right) \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot \nu_{31}^2 \cdot (1 - \nu_{321}^2)}{(1 + 3 \cdot \nu_{31} \cdot \nu_{321})^2} + 1} - 1 \right] \quad (156)$$

$$K_{3.1} = \frac{(1 + 3 \cdot 3.27 \cdot 0)}{(3 \cdot 3.27^2)} \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot 3.27^2 \cdot (1 - 0^2)}{(1 + 3 \cdot 3.27 \cdot 0.324)^2} + 1} - 1 \right] \quad (157)$$

$$K_{3.1} = 0.0484$$

$$\sigma_{i3.1} := K_{3.1} \cdot \sigma_d \cdot \frac{n_y}{K_2} = 0.0484 \cdot 150 \cdot \left(\frac{2.4}{1.2} \right) = 14.5 \text{ МПа} \text{ принимаем в расчетах} \quad (158)$$

$$K_{3.2} := \left(\frac{1 + 3 \cdot \nu_{31} \cdot \nu_{322}}{3 \cdot \nu_{31}^2} \right) \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot \nu_{31}^2 \cdot (1 - \nu_{322}^2)}{(1 + 3 \cdot \nu_{31} \cdot \nu_{322})^2} + 1} - 1 \right] \quad (159)$$

$$K_{3.2} = \frac{(1 + 3 \cdot 3.27 \cdot 0.245)}{(3 \cdot 3.27^2)} \cdot \left[\sqrt{\frac{9 \cdot 3.27^2 \cdot (1 - 0.245^2)}{(1 + 3 \cdot 3.27 \cdot 0.245)^2} + 1} - 1 \right] \quad (160)$$

$$K_{3.2} = 0.209$$

$$\sigma_{i3.2} := K_{3.2} \cdot \sigma_d \cdot \frac{n_y}{K_2} = 0.209 \cdot 150 \cdot \left(\frac{2.4}{1.2} \right) = 62.7 \text{ МПа} \quad (161)$$

$$\sigma_{i3.1} := \sigma_{i3.2}$$

Тогда допускаемые опорные усилия будут равны:

$$F_{d2} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{i2.2} \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} \cdot (s - c)}{K_{10} \cdot K_{12}} = \frac{0.7 \cdot 342.0 \cdot \sqrt{2000 \cdot (16 - 2.8)} \cdot (16 - 2.8)}{(0.25 \cdot 0.982)} = 2.09e6 \text{ Н} \quad (162)$$

$$F_{d3} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3.1} \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} \cdot (s - c)}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17}} = \frac{0.9 \cdot 62.7 \cdot \sqrt{2000 \cdot (16 - 2.8)} \cdot (16 - 2.8)}{(0.634 \cdot 1.0 \cdot 0.499)} = 382556.0 \text{ Н} \quad (163)$$

Проверка условия прочности

$$\text{Проверка_усл_прочности} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } F_1 \leq \min(F_{d2}, F_{d3}) \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Проверка_усл_прочности} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$F_1 = 1.016 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$\min(F_{d2}, F_{d3}) = 3.826 \times 10^5 \text{ Н} \quad (164)$$

Проверка условия устойчивости:

$$\frac{M_1}{M_d} + \frac{F_e}{F_d} + \left(\frac{Q}{Q_d} \right)^2 \leq 1 \quad (165)$$

где F_e - эффективное осевое усилие от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры

$$F_e := F_1 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 101577.0 \left(\frac{\pi}{4} \right) \cdot \sqrt{\frac{2000}{(16 - 2.8)}} \cdot 0.346 \cdot 1.0 = 339773.0 \text{ Н} \quad (166)$$

Допускаемое поперечное усилие:

$$Q_d := \begin{cases} Q_{dp} \leftarrow 0.25 \cdot \sigma_d \cdot \pi \cdot D \cdot (s - c) \\ Q_{de} \leftarrow \frac{2.4 \cdot E \cdot (s - c)^2}{n_y} \cdot \left[0.18 + 3.3 \cdot \frac{D \cdot (s - c)}{L^2} \right] \\ Q_d \leftarrow \frac{Q_{dp}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{dp}}{Q_{de}} \right)^2}} \end{cases} \quad (167)$$

$$Q_d = 2.77 \times 10^6 \text{ МПа}$$

Тогда условие устойчивости

$$\frac{M_1}{M_d} + \frac{F_e}{F_{d3}} + \left(\frac{Q_1}{Q_d} \right)^2 = \frac{8.22e7}{(6.387 \cdot 10^9)} + \frac{339773.0}{382556.0} + \left[\frac{28327.0}{(2.967 \cdot 10^6)} \right]^2 = 0.901 \quad (168)$$

Условие устойчивости выполняется, так как $0.901 < 1$

Вывод: в ходе данного расчета был проведен расчет несущей способности обечайки, была подобрана стандартная опора «Опора П 250-1000-1 согласно [16]». Был проведен расчет на прочность и устойчивость ($0.901 < 1$), условия выполняются.

Выводы по главе

Были проведены технологический, конструктивный и механический расчет аппарата. В ходе технологического расчета были определены основные геометрические параметры аппарата. В ходе конструктивного расчета были определены диаметры патрубков. Диаметр патрубка для входа смеси равен 200 мм, диаметр патрубка выхода воды приняли 200 мм, патрубки выхода нефти равны 200 и выхода газа 150 мм. Так же в конструкции проектируемого аппарата предусмотрен люк-лаз, диаметром 450 мм. В механическом расчете был произведен расчет толщин стенок, согласно которому толщина стенки эллиптической крышки равна толщине стенки цилиндрической обечайки и равна 10 мм. Был произведен расчет необходимости укрепления отверстий, необходимо укрепление отверстий в крышке аппарата, в том случае, если оно превышает 158 мм, и в обечайке, если превышает 89 мм. Укрепление отверстий не требуется. Был проведен расчет фланцевого соединения, были выбраны плоские фланцы, с уплотнительной поверхностью типа выступ-впадина. Рассчитаны основные параметры фланцев, проведена проверка на прочность. Расчетное значение напряжения в болтах при стяжке 92 МПа, в рабочих условиях 93 МПа, тогда как допускаемое значение напряжения равны 194.5 МПа, условие выполняется ($92 < 194.5$ МПа и $93 < 230$ МПа). Была проведена проверка условия прочности прокладки. Допускаемое удельное давление на прокладку составляет 130 МПа, в то время как расчетное 37 МПа. Проверили фланцы на статическую прочность, углы поворота фланцев. Расчетное значение угла поворота фланца 0.0018° , допускаемое значение равно 0.013° . Так же был проведен расчет несущей способности обечайки от воздействия опорных нагрузок и подбор стандартных опор. Проведена проверка условия устойчивости от действия изгибающего момента над опорой, поперечного усилия и усилия от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры. Условие устойчивости выполняются, так как $0.901 < 1$

6. Механо-технологический раздел

Монтаж оборудования

На каждое оборудование, подлежащее монтажу вне предприятия-изготовителя распространяется стандарт [26]. Спроектированное оборудование по условиям транспортирования не может быть отправлено в собранном виде, и по согласованию с заказчиком и ведомством, осуществляющим монтаж, производится его деление на составные части и определяются требования к их контрольной сборке и испытаниям.

В оборудовании и составных частях должны быть предусмотрены строповочные устройства или конструктивные элементы для захвата грузоподъемными средствами, используемыми в процессе транспортирования и монтажа.

Строповочные устройства или предусмотренные для строповки конструктивные элементы оборудования, а также съемные захватные приспособления должны быть рассчитаны на подъемную массу, учитывающую:

- массу оборудования;
- массу металлоконструкций, лестниц и обслуживающих прокладок;
- массу трубопроводов и их креплений;
- массу тепловой изоляции, антикоррозионного покрытия;

И других элементов, закрепляемых на оборудование до его подъема и установки в проектное положение на месте эксплуатации.

В конструкторской документации должен быть указан способ установки оборудования (конструкция соединения оборудования с фундаментом или основанием).

Конструкция сепаратора подлежит подливке бетонной смесью при установке на фундаменте, и должна предусматривать возможность проведения этой операции без разборки оборудования.

Так как сепаратор транспортируется составными частями, предусматриваются шпифты, болты, планки или другие фиксирующие детали, а также на деталях нанесены маркировочные знаки (риски), обеспечивающие повторяемость заводской сборки.

После монтажа аппарата необходимо произвести испытание на прочность и герметичность. На месте эксплуатации должна быть обеспечена возможность заполнения и удаления испытательной среды

На место монтажа оборудование поступает в разобранном виде. Детали привозятся в цех на автомобильном транспорте, с установленным в кузове автомобиля манипулятором, грузоподъемностью 1 тонна и длиной стрелы 6 метров.

Проведем проверку достаточности высоты подъема крюка при грузоподъемных операциях элементов конструкции на место сборки по формуле:

$$h_k = h_f + h_n + h_s + h_c \quad (169)$$

где: $h_f=0.3$ м - высота фундамента;

$h_n=0.5$ м – высота поднятия элемента над землей;

$h_s=0.5$ м - высота элемента конструкции;

$h_c=2$ м – длина стропа;

Подставляя приведенные выше данные получаем:

$$h_k = 0.3 + 0.5 + 0.5 + 2 = 3.3 \text{ м}$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что длины стрелы достаточно для выполнения грузоподъемных операций, выгрузке элементов конструкции на место сборки.

Для сборки и монтажа аппарата на место установки будет привлекаться кран с грузоподъемностью 20т, это связано с наличием большого количества трубопроводов и расположенных рядом технологических аппаратов.

После чего проводится подбор и подготовка грузоподъемных средств

Выбираем 4-хветевой строп. Усилие, возникающее в одной ветви определяется по формуле согласно [27]:

$$S = \frac{(Q \cdot k)}{4 \cdot \cos(a)} \quad (170)$$

где: $Q = 46.3$ кН– масса поднимаемой конструкции;

$m = 4$ – количество ветвей стропа;

$k = 1.35$ – коэффициент неравномерности нагрузки;

$a=30^\circ$ – угол отклонения от вертикали.

Тогда получаем:

$$S = \frac{(46.3 \cdot 1.35)}{4 \cdot \cos(30)} = 101.27 \text{ кН}$$

Принимаем согласно ГОСТ 7668-80 для стальных канатов, диаметр троса 13.5 мм. $S = 110.5$ кН.

Тип выбранного стропа приведен на рис.9

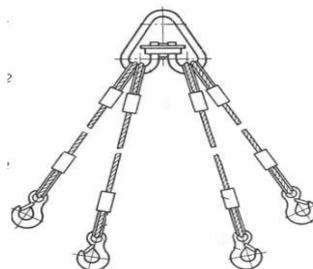


Рисунок 9 Четырехветевой строп

После сборки аппарата необходимо произвести монтажную разметку, для точного

соответствия размещения оборудования согласно монтажному чертежу. Намечают продольные и поперечные оси, а так же высотные отметки.

Следующим этапом изготавливают фундамент. Документом на фундамент является установочный чертеж, где представлены продольные и поперечные разрезы монтируемого аппарата и фундамента, требуемые размеры, и при необходимости высотные отметки.

Застропив аппарат за специальные уши, которые должны быть расположены как можно выше, чтобы при подъеме аппарат принимал положение, близкое в горизонтальному, для точной установки на фундамент. Перед подъемом медленно поднимают груз на высоту 50 см, выдерживая некоторое время для проверки узлов крепления.

Проводят выверку оборудования с применением пакета металлических прокладок, число которых в пакете не более 5 шт, различной толщины установленных прокладок – 5 мм, а регулировочных – 0.5÷5 мм. Выверка по высоте осуществляется с помощью нивелиров, по горизонтали – уровнем

После установки аппарат закрепляется на конструктивных болтах, необходимых для фиксации сепаратора, после чего крепятся на расчетные болты, устанавливаемых в фундамент.

После установки аппарата производится сварка технологических труб к корпусу аппарата согласно основной технической документации завода-изготовителя. Монтируются обслуживающие площадки.

Заключительным этапом является испытание оборудования гидравлическим способом путем заполнения их до пробного давления. Числовое значение пробного давления, порядок его наращивания, время выдержки аппарата, порядок сброса давления до рабочего определяется программой испытания. Перед испытанием аппарат подвергают тщательному осмотру. [28]

По окончании всех монтажных работ оборудование сдают в эксплуатацию, при этом делая опломбировку и оформляют приемосдаточную документацию. Составляется ведомость требуемого инструмента и материалов. Ведомость приведена в табл.2

Таблица 2 Ведомость монтажных механизмов и инструмента

№ п/п	Наименование механизмов и инструмента	Количество
1	Набор слесарного инструмента	1 комплект
2	Манипулятор	1 шт
3	Кран	1 шт
4	Строп стальной, 4 – хвостовой-13.5 мм	1 шт
5	Винт М16х140	6 шт
6	Гайка М16	6 шт
7	Пластина опорная 50х50 мм	5 шт
8	Нивелир	1 шт
9	Уровень	1 шт

7. Автоматизация и контроль производства

Автоматизированная система управления предназначена для автоматизации технологического процесса, для автоматизации деятельности специалистов по контролю и управлению технологическими процессами, а так же для оперативного информационного контроля технологического режима работы установки и безопасного управления технологическими процессами предварительной подготовки нефти .

Целью работы данной системы управления является:

- обеспечение безопасности работы оборудования при всех режимах эксплуатации;
- сокращение числа остановок и аварий технологического оборудования;
- повышение оперативности действий технологического персонала на основе повышения уровня информированности и достоверности данных;
- оперативный контроль и автоматизацию управления технологическими процессами и оборудованием в соответствии с технологическим регламентом;
- передачи и отображения технологической информации на автоматизированном рабочем месте диспетчера и технолога;
- двухуровневую систему защиты (программную и аппаратную);
- контроль за входными и выходными параметрами.

Полевое оборудование, включающее в себя первичные преобразователи, регулирующие клапаны, устройства управления электроприводами должно:

- обеспечивать непрерывное преобразование измеряемых величин технологических параметров (давление, температура, уровень) и непосредственное управление параметрами технологического процесса;
- размещаться на наружной установке;

Для приборов должны быть предусмотрены меры защиты от климатических воздействий.

Система должна иметь возможность наращивания, модернизации и развития системы, должен быть предусмотрен резерв по каналам ввода/вывода не менее 20%.

В ходе технологического процесса необходим контроль следующих параметров:

- избыточное давление в аппарате;
- температура среды;
- уровень среды в аппарате.

7.1 Выбор датчиков давления

В результате проведенного анализа был выбран датчик давления Метран-150. Выбор основан на том, что особое внимание уделяется средней наработке на отказ, где выбранный датчик не худший и не лучший. Так же устанавливаются датчики давления ДИ и Метран-55.

Данные датчики приведены на рис.10.



Рисунок 10а
Метран - 150



Рисунок 10б
Метран - 55



Рисунок 10в
Датчик давления ДИ

Таблица технических характеристик приведена согласно [31,32] в табл.3.

Таблица 3 Технические характеристики датчиков давления

	Метран-150	Метран-55	ПД 100-ДИ
Диапазоны пределов измерений	0 – 68 МПа	0–100 МПа	0–0,107 МПа
Предел допускаемой погрешности	0,065%	0,01%	0,5%
Выходной сигнал	4–20мА HART протокол +	4–20мА HART протокол +	4–20мА HART протокол +
Средняя наработка на отказ	150 000 ч	150 000 ч	500 000 ч

Монтажные размеры датчика давления Метран-150 приведены на рис.11.

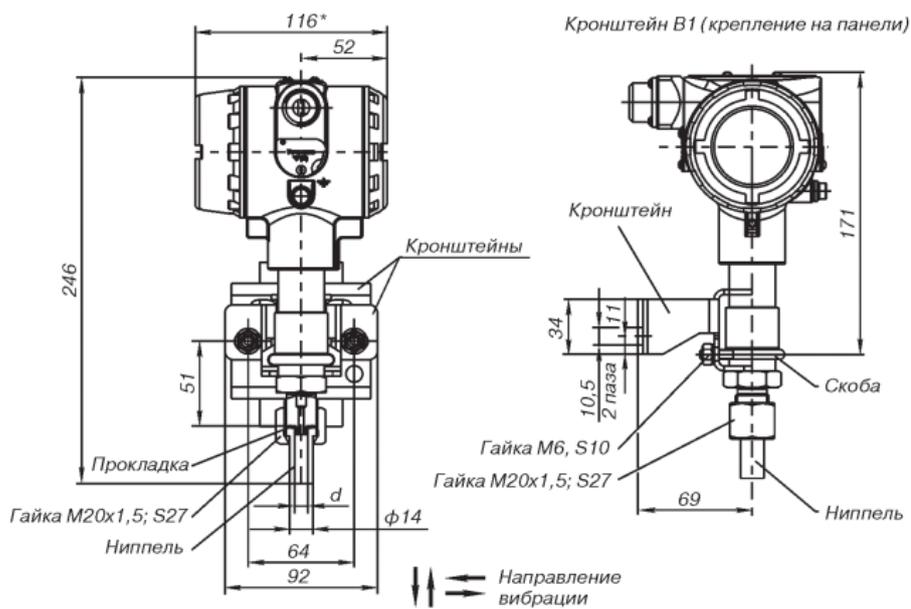


Рисунок 11 Монтажные размеры датчика давления Метран-150

7.2 Выбор датчиков температуры

В результате проведенного анализа был выбран датчик температуры Метран-286. Преобразователи температуры предназначены для точных измерений температуры в нейтральных, а так же агрессивных средах, по отношению к которым материал остается коррозионностойким. Технические характеристики данного датчика, согласно [31], приведены в табл.4.

Таблица 4 Технические характеристики датчика температуры

Диапазон измерений	- 50 ÷ +500 °С
Пределы погрешности	
По аналоговому сигналу	0.15 %
По цифровому сигналу	0,15 %
По температуре	Не менее $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$

Связь Метран-286 с АСУ ТП осуществляется по аналоговому каналу – передачей информации об измеряемой температуре в виде постоянного тока 4-20 мА; а по цифровому каналу – в соответствии с HART протоколом. Датчик температуры Метран 296 приведен на рис.12, присоединительные размеры данного датчика представлены на рис.13



Рисунок 12 Датчик температуры Метран-286

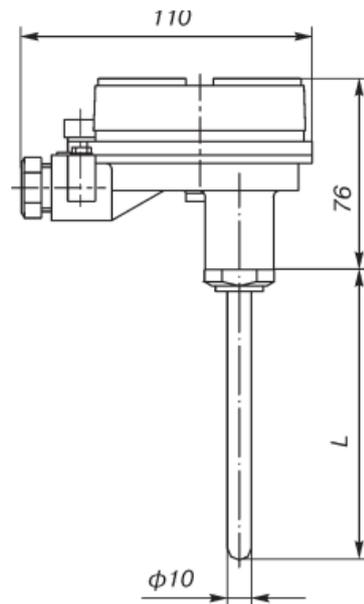


Рисунок 13 Присоединительные размеры датчика температуры Метран-286

7.3 Выбор датчиков уровня

В результате проведенного анализа был выбран уровнемер поплавковый

многоканальный уровнемер ВК-1700 [33]. Данный прибор предназначен для автоматического дистанционного непрерывного измерения уровня жидкости в технологическом аппарате и отображения результата измерения на цифровом дисплее, а так же выдачи аналогового токового сигнала в систему управления. Осуществляет также контроль верхнего и нижнего предельных уровней. При достижении предельных уровней срабатывает звуковая сигнализация и срабатывают два реле верхнего и одно реле нижнего уровня. Уровнемер отображает объем контролируемой жидкости по данным градуировочной таблицы резервуара, которая вносится в память уровнемера пользователем.

Данный уровнемер состоит из первичного преобразователя, и вторичного преобразователя. Датчик устанавливается на технологическом аппарате, а вторичный преобразователь – в щит управления. Датчик и измеритель соединены между собой двухпроводной линией связи. Уровнемер Вк-1700 представлен на рис.14.



Рисунок 14а

Первичный преобразователь



Рисунок 14б

Вторичный преобразователь

Технические характеристики данного датчика приведены в табл.5.

Таблица 5 Технические характеристики датчика уровня

Диапазон измерений	0.2 ÷ 17 м
Основная погрешность	± 10 мм
Температура контролируемой среды	- 55 ÷ +75 °С
Давление контролируемой среды	Стандартное исполнение – 0,15 МПа; с охранным корпусом и поплавком – до 2 МПа

Вывод по главе: в результате выполнения раздела была описана автоматизированная система управления цеха подготовки нефти, в которую входит спроектированный ранее аппарат, а так же выбраны и описаны датчики для контроля и регулирования необходимых параметров в сепараторе, для нормального протекания технологического процесса сепарации.

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

Студенту:

Группа 4КМ81	ФИО Пономареву Денису Игоревичу
------------------------	---

Школа	ИШНПТ	Отделение школы (НОЦ)	Н.М. Кижнера
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	«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>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (НИ)</i>	<i>Анализ конкурентных технических решений SWOT – анализ</i>
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения НИ</i>	<i>Планирование работ и графика разработки проекта: -структура работ; -определение трудоемкости выполнения работ; -разработка графика проведения научного исследования.</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Формирование бюджета затрат на научное исследование: -материальные затраты; -использование специального оборудования; -заработная плата (основная и дополнительная); -отчисления во внебюджетные фонды; -накладные расходы</i>
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности НИ и потенциальных рисков</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности НИ 2. Матрица SWOT 3. График разработки и внедрения НИ 4. Бюджет НИ 5. Основные показатели эффективности НИ 	
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ81	Пономарев Денис Игоревич		

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основной задачей данного раздела является оценка перспективности разработки и планирование финансовой и коммерческой ценности аппарата, предлагаемого в рамках научного исследования. Коммерческая ценность определяется наличием более высоких характеристик над конкурентной разработкой, а так зависит от того, будет ли аппарат востребован, какова будет его цена, каким будет бюджет научного исследования и некоторых других вопросов.

Данный раздел включает в себя рассмотрение задач, таких как:

- Оценка коммерческого потенциала разработки;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной и финансовой эффективности исследования.

Целью работы является модернизация сепарационной установки для более полного разделения нефтегазосодержащей жидкости. Для выполнения данной цели будет необходимо разработать аппарат, который позволит провести необходимые исследования без посещения объектов нефтеперерабатывающих предприятий.

Данный раздел выполняется согласно [34].

8.1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

8.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Главной целью данной главы будет определение конечного потребителя разработки, т.е. определить целевой рынок. Целевым рынком данного проекта будут коммерческие организации нефтяной промышленности, вне зависимости от их месторасположения. Карта сегментирования рынка по разработке аппаратов для нефтяной и газовой промышленности приведена в табл.5.

Таблица 5 Карта сегментирования рынка по разработке аппаратов

		Отрасль	
		Нефтяная промышленность	Газовая промышленность
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



Фирма А



Фирма Б

Исходя из приведенной таблицы, можно сделать вывод, что конечными потребителями разработки будут крупные компании нефтяной и газовой промышленности, а так же средние компании нефтяной промышленности.

8.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Целью данного раздела является разработка газового сепаратора. Данные сепараторы применяются на нефтяных и газовых месторождениях для очистки попутного нефтяного газа от различных частиц. Аппарат активно используется на газораспределительных станциях, а так же применяется в установках подготовки нефти и газа.

Анализ конкурентных технических решений позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки с имеющимися аналогами и определить направления для ее будущего совершенствования. Данный проект нацелен на конечного потребителя АО «Томскнефть» ВНК, расположенный в Томской области, город Стрежевой.

Конкурентом для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения был выбран газосепаратор, который в настоящее время используется Обществом ПАО «Татнефть», для подготовки нефти и газа.

Критерии для сравнения подбираются исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

- надежность работы – свойство аппарата сохранять во времени свои основные параметры;
- габаритные размеры – предельные размеры аппарата;

- механическая прочность – свойство материала, из которого изготовлен аппарат, сохранять свои свойства при действии различных нагрузок;
- простота обслуживания – простота обслуживания данного аппарата, в том числе простая процедура запуска и остановки, чистки аппарата, взаимозаменяемость деталей;
- пожаробезопасность - наличие системы пожаротушения аппарата;
- срок эксплуатации – продолжительность работы аппарата с учетом перерывов на ремонт, но без полного выхода из строя.
- затраты на обслуживание – затраты на содержание аппарата в функциональном состоянии.

Для данного анализа используется оценочная карта, приведенная в табл. 6.

Таблица 6 Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _к	К _ф	К _к
1	2	3	5	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Габаритные размеры	0.12	5	4	0.6	0.48
Энергосберегающий	0.09	5	5	0.45	0.45
Надежность работы	0.13	4	4	0.52	0.52
Механическая прочность	0.13	5	5	0.65	0.65
Пожаробезопасность	0.13	5	4	0.65	0.52
Простота	0.11	4	4	0.44	0.44
Экономические критерии оценки эффективности					
Финансирование разработки	0.05	5	5	0.25	0.25
Цена	0.06	5	4	0.30	0.24
Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	5	5	0.5	0.5
Затраты на обслуживание	0.08	4	4	0.32	0.32
Итого	1			4.68	4.37

Конкурентоспособность инженерного решения определяется по формуле:

$$K = \sum(V \cdot B)$$

где: В – вес показателя;

Б – балл данного показателя.

Таким образом, мы видим, что конкурентоспособность нашей разработки составила 4.68, в то время как другого аналога 4.37. Результат показывает, что данная разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества в следующих показателях:

- габаритные размеры;
- пожаробезопасность;
- цена.

8.1.3 SWOT – анализ

Целью данного раздела является определение сильных и слабых сторон проекта, которые рассматриваются как внутренние и внешние факторы, каковыми являются угрозы и рыночные возможности, для получения представления основных направлений развития.

Результаты анализа представлены в табл. 7.

Таблица 7 Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: Наличие квалифицированного персонала; Высокоэкологичное производство; Высокий уровень качества продукции; Сокращение энергозатрат;	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Несовременное оборудование; Узкий ассортимент выпускаемой продукции; Жесткие условия труда для персонала;
Возможности: Использование инновационных технологий; Наблюдается тенденция к улучшению качества продукции; Стабильные поставки; Высокая заработная плата специалистов; Постоянный спрос на рынке; Спрос на выпускаемую продукцию высок, и наблюдается к увеличению; Открытие новых месторождений; Продвижение компании на внешнем рынке;	Дальнейшее сокращение энергозатрат, за счет использования инновационных энергосберегающих технологий; Увеличение спроса на выпускаемую продукцию в связи с высоким качеством продукции;	Увеличение ассортимента выпускаемой продукции за счет открытия новых месторождений; Модернизация оборудования с целью увеличения количества выпускаемой продукции, т.к спрос на продукцию растет.
Угрозы: Снижение цен на выпускаемую продукцию; Высокая цена на выпускаемую продукцию; Рост издержек в связи с резким повышением тарифов поставщиков транспортных услуг; Рост конкуренции и, как следствие ограничение доступа к наиболее перспективным месторождениям; Низкая степень обеспеченности запасами; Ухудшение климата;	Поддержание постоянного уровня цен на выпускаемую продукцию в связи с высоким качеством продукции; Поддержание конкурентоспособности путем использования высокоэкологичного оборудования и поддержания высокого уровня выпускаемой продукции.	Выбор оптимального поставщика и заключение с ним договорных отношений; Повышение обеспеченности запасами в связи с увеличением ассортимента выпускаемой продукции.

Анализируя вышеприведенную таблицу можно сделать вывод, что у данного проекта много сильных сторон, следовательно, у проекта есть преимущества, являющиеся важными с точки зрения конкурентности. Эти преимущества могут быть использованы для достижения компанией

поставленных целей и задач. Однако имеются и слабые стороны, в которых проект располагает недостаточными ресурсами по сравнению с конкурентом, данные стороны необходимо развивать.

8.2. Формирование плана и графика разработки исследования

8.2.1 Структура работ

Планирование выполняемых работ по разработке и внедрению инженерного исследования происходит в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников в каждой из работ;
- Установление продолжительности каждой работы;
- Построение графика проведения научного исследования.

В данном разделе будет составлен перечень основных этапов и работ в рамках проведения научного исследования, и проведено распределение исполнителей для каждого этапа и работ. Перечень этапов и работ приведен в табл.8

Таблица 8 Перечень этапов и работ, распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследования	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и материальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Технологический расчет	Инженер
	7	Конструктивный расчет	Инженер
	8	Механический расчет	Инженер
	9	Выбор стропового устройства	Инженер
	10	Гидравлический расчет	Инженер
	11	Исследовательская работа	Инженер
Обобщение и оценка результатов	12	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Проведение ОКР			
Разработка технической документации и проектирование	13	Построение сборочного чертежа оборудования	Инженер
Оформление отчета по НИ (комплекта документации)	14	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

8.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Ожидаемое (среднего) значение трудоемкости определяется по формуле:

$$t_{ож,i} = \frac{3 \cdot t_{min,i} + 2 \cdot t_{max,i}}{5} \quad (171)$$

где $t_{ож,i}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{min,i}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max,i}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{p,i} = \frac{t_{ож,i}}{Ч_i} \quad (172)$$

где $T_{p,i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядный графиком проведения научных работ является диаграмма Ганта.

Для удобства построения данного графика, длительность каждого этапа работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Перевод проводится по формуле:

$$T_{к,i} = T_{p,i} \cdot k_{кал} \quad (173)$$

где $T_{к,i}$ - продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

$T_{p,i}$ - продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (174)$$

где $T_{кал}$ - количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ - количество праздничных дней в году;

Тогда: $k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1.56$

Все рассчитанные значения представлены в табл.9. Рассчитанные значения необходимо округлить до целого числа.

Таблица 9 Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях, $T_{p,i}$		Длительность работ в календарных днях, $T_{к,i}$	
	$t_{min,i}$, чел-дни		$t_{max,i}$, чел-дни		$t_{ож,i}$, чел-дни							
	Инженер	Руководит.	Инженер	Руководит.	Инженер	Руководит.	Инженер	Руководит.	Инженер	Руководит.	Инженер	Руководит.
Составление и утверждение технического задания	-	2	-	4	-	3	-	1	-	3	-	5
Подбор и изучение материалов по теме	5	-	10	-	7	-	1	-	7	-	11	-
Выбор направления исследования	2	-	3	-	3	-	1	-	3	-	5	-
Календарное планирование работ по теме	-	2	-	4	-	3	-	1	-	3	-	5
Проведение теоретических расчетов и обоснований	7	-	10	-	9	-	1	-	9	-	15	-
Технологический расчет	6	-	11	-	8	-	1	-	8	-	13	-
Конструктивный расчет	6	-	11	-	8	-	1	-	8	-	13	-
Механический расчет	6	-	11	-	8	-	1	-	8	-	13	-
Выбор стропового устройства	2	-	3	-	3	-	1	-	2	-	4	-
Гидравлический расчет	3	-	5	-	4	-	1	-	2	-	4	-
Исследовательская работа	6	-	11	-	8	-	1	-	8	-	13	-
Построение сборочного чертежа оборудования	10	-	12	-	11	-	1	-	11	-	18	-
Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	5	-	8	-	7	-	1	-	7	-	11	-

Оценка эффективности полученных результатов	-	2	-	2	-	2	-	1	-	2	-	4
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

На основе данной таблицы построим календарный план-график в виде таблицы. График строится с разбивкой по месяцам, и каждый месяц разделяется по декадам. Полученный график приведен в таблице 10.

Таблица 10 Календарный план-график проведения необходимых работ

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{к,i}	Продолжительность выполнения работ																	
				февр			март			апрел			май			июнь			июль		
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	5	█																	
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	11	█	█																
3	Выбор направления исследования	Инженер	5			█															
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	5			█															
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	15				█	█													
6	Технологический расчет	Инженер	13					█	█												
7	Конструктивный расчет	Инженер	13						█	█											
8	Механический расчет	Инженер	13							█	█										
9	Выбор стропового устройства	Инженер	4								█	█									
10	Гидравлический расчет	Инженер	4									█	█								
11	Исследовательская работа	Инженер	13										█	█							
12	Построение сборочного чертежа оборудования	Инженер	18											█	█	█					
13	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер	11															█	█		

8.3. Составление бюджета инженерного проекта

В процессе формирования бюджета проекта используются следующие группы затрат:

- Материальные затраты;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Накладные расходы

8.3.1 Расчет материальных затрат

Данная группа затрат включает в себя стоимость всех материалов, которые используются в процессе разработки проекта. Материальные затраты представляют собой необходимый для работы аппарата расходный материал, в виде деэмульгатора и обтирочного материала, спецодежды работников, а так же оборудование для контроля технологического процесса.

Материальные затраты приведены в табл. 11.

Таблица 11 Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб.
деэмульгатор	тонна	1	35000	35000
обтирочный материал	кг	30	4.10	123
спецодежка	комплект	6	11500	69000
Итого				104123

8.3.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

К имеющемуся оборудованию можно отнести манометры и насос. Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования. Специальное оборудование приведено в табл. 12.

Таблица 12 Специальное оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт	Срок полезного использования, лет	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб
1	Манометр	3	3	925	2775
2	Насос	1	10	110000	110000
Итого					112775

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n} \quad (175)$$

где n – срок полезного использования;

Амортизация:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{3 \cdot 365} \cdot t \quad (176)$$

где I – итоговая сумма, руб.;

t – время использования, дн.

Расчет амортизации для манометра:

Исследовательская работа по календарному плану составляет 13 дней, следовательно, оборудование будет использоваться 13 дней

$$H_A = \frac{1}{3} = 0.33 \quad (177)$$

$$A = \frac{0.33 \cdot 2775}{3 \cdot 365} \cdot 13 = 10.87 \text{ руб.}$$

Расчет амортизации насоса:

$$H_A = \frac{1}{10} = 0.1$$

$$A = \frac{0.1 \cdot 110000}{3 \cdot 365} \cdot 13 = 130.50 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты амортизационных отчислений:

$$A = 10.87 + 130.50 = 141.37 \text{ руб.}$$

8.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную группу можно отнести основную заработную плату инженерно-технических работников, рабочих мастерских, операторов и других лиц, которые непосредственно участвуют в проведении работ по данной теме. В состав основной заработной платы включаются премии, которые составляют 20-30% от тарифа или оклада.

Для расчета заработной платы необходимо составить баланс рабочего времени. Данный баланс приведен в табл.13.

Таблица 13 Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздники)	73	132
Потери рабочего времени (отпуск и больничный)	48	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	245	210

Зарботная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (178)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от основной).

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (179)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (180)$$

где F_d – действительный годовой фонд рабочего времени;

M – количество месяцев работы без отпуска в течении года:

при отпуске в 24 рабочих дня $M=11.2$ месяца

Z_m – месячный оклад работника.

Месячный годовой оклад руководителя:

$$Z_m = Z_{\text{ок}} \cdot k_p \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_d = 33664 \cdot (1.3 + 0.3 + 0.2) = 60595,2 \text{ руб.}$$

Месячный годовой оклад инженера:

$$Z_m = Z_{\text{ок}} \cdot k_p \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_d = 9489 \cdot (1.3 + 0.3 + 0.2) = 17080,2 \text{ руб.}$$

где $Z_{\text{ок}}$ – заработная плата по окладу;

k_p – районный коэффициент, равный 1.3 (для гор. Томска);

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0.3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок, равен 0.2.

Среднедневная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{60595,2 \cdot 11,2}{245} = 2770,07 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{17080,2 \cdot 11,2}{210} = 910,93 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 2770,07 \cdot 14 = 22160,56(38780,98) \text{ руб.}$$

Основная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{осн}} = 910,93 \cdot 120 = 66497,89(109311,6) \text{ руб.}$$

Итоговые данные, приведены в табл. 14.

Таблица 14 Заработная плата

Исполнители	$Z_m, \text{руб}$	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	$Z_m, \text{руб}$	$Z_{\text{дн}}, \text{руб}$	$T_p, \text{раб.дн.}$	$Z_{\text{осн}}, \text{руб}$
Руководитель	33664	0,3	0,2	1,3	60595,2	2770,07	14	38780,98
Инженер	9489	0,3	0,2	1,3	17080,2	910,93	120	109311,6
Итого:								148092,58

Согласно вышеприведенной таблице, заработная плата исполнителей данной исследовательской работы составит 148092.58 руб.

8.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Данные затраты учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а так же выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0.14 \cdot 38780.98 = 5429.34 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0.14 \cdot 109311.6 = 15303.62 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0.14

8.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной группе расходов отражены обязательные отчисления по нормам, установленным законодательством Российской Федерации, органам государственного социального страхования, медицинского страхования и пенсионного фонда от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (190)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Итоговые данные по отчислениям во внебюджетные фонды представлены в табл.15

Таблица 15 Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Инженер	109311.6	15303.62
Руководитель	38780.98	5429.34
Коэффициент отчислений	0.3	
Итого		
Инженер	37384.57	
Руководитель	13263.10	

Из вышеприведенной таблицы можно увидеть, что отчисления из заработной платы инженера во внебюджетные фонды составит 37384.57 руб., когда как отчисления руководителя составят 13263.10 руб.

8.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии и тд.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма всех статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (191)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 0.16.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (104123 + 112775 + 12908.73 + 148092.58 + 20732.96 + 50647.67) \cdot 0.16 \\ &= 71884.8 \text{ руб} \end{aligned}$$

8.3.7 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на данный проект приведено в табл.16

Таблица 16 Расчет бюджета затрат на проведение научного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
1. Материальные затраты	104123	20.48
2. Специальное оборудование	112775	22.18
3. Амортизация	141.37	0.03
4. Затраты по основной заработной плате	148092.58	29.13
5. Затраты по дополнительной заработной плате	20732.96	4.08
6. Отчисления во внебюджетные фонды	50647.67	9.96
7. Накладные расходы	71884.8	14.14
Бюджет затрат НИИ	508397.3	100

Данная таблица в полной мере отражает наименование и размер инвестиций в разрабатываемый мной проект. Сумма затрат на предлагаемое мной инженерное решение составляет **508397.3** руб. Наибольшие затраты приходятся на материальные затраты и затраты на основную заработную плату исполнителям темы.

8.4 Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности инженерного решения и потенциальных рисков

8.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Данный показатель научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат нескольких вариантов исполнения. В качестве i -того варианта выполнения принимается разрабатываемый мной сепаратор, тогда как в качестве конкурента принимаем вышеуказанный альтернативный сепаратор, который в настоящее время используется Обществом ПАО «Татнефть», для подготовки нефти и газа.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как :

$$I_{\text{финпр}} = \frac{\Phi_i}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{508397.3}{825000} = 0.62 \quad (192)$$

где $I_{\text{финпр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_i – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения аналога.

Примерная стоимость разработки конкурента составляет 825000, так как на конкурентном предприятии используется более мощный насос, больше средств уходит на материальные затраты. Так же «Татнефть» использует более совершенные технологии в производстве, обслуживание которых дороже чем обслуживание разрабатываемого в данном проекте аппарата.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах.

8.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель эффективности;

a_i – весовой коэффициент варианта исполнения;

b_i – бальная оценка варианта исполнения разработки.

Расчет интегрального показателя представлен в табл. 17.

Таблица 17. Сравнительная оценка характеристик варианта исполнения

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исполнение 1	Исполнение 2
1. Габаритные размеры	0.1	5	4

2. Технические характеристики	0.25	5	5
3. Надежность работы	0.13	4	5
4. Материалоемкость	0.1	4	3
5. Ремонтопригодность	0.15	4	4
6. Пожаробезопасность	0.17	4	4
7. Простота обслуживания	0.1	5	4
Итого	1	4.42	4.14

$$I_{pi,исп1} = 5 \cdot 0.1 + 5 \cdot 0.25 + 4 \cdot 0.13 + 4 \cdot 0.1 + 4 \cdot 0.15 + 4 \cdot 0.17 + 5 \cdot 0.1 = 4.45$$

$$I_{pi,исп2} = 4 \cdot 0.1 + 5 \cdot 0.25 + 5 \cdot 0.13 + 3 \cdot 0.1 + 4 \cdot 0.15 + 4 \cdot 0.17 + 4 \cdot 0.1 = 4.15$$

8.4.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения

Определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{pi,исп1}}{I_{финр,исп1}} = \frac{4.45}{0.62} = 7.18 \quad (193)$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{pi,исп2}}{I_{финр,исп2}} = \frac{4.15}{0.62} = 6.69 \quad (194)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{7.18}{6.69} = 1.07 \quad (195)$$

Выводы по главе

В рамках данного раздела была проведена оценка конкурентоспособности спроектированного сепаратора, значение показателя аппарата является наибольшим по сравнению с аналогом и составляет 4.68. Согласно SWOT- анализу, у данного проекта много сильных сторон, следовательно, у проекта есть преимущества, являющиеся важными с точки зрения конкурентности. Эти преимущества могут быть использованы для достижения компанией поставленных целей и задач. Однако имеются и слабые стороны, в которых проект располагает недостаточными ресурсами по сравнению с конкурентом, данные стороны необходимо развивать.

Так же по результатам расчетов было рассчитано, что длительность работ в календарных днях для инженера составила 120 дней, а для руководителя 14 дней. Сумма бюджета на затраты НИИ составила 508397.3 рубля.

С точки зрения ресурсной эффективности был выбран наиболее подходящий вариант, так как именно у него наиболее высокий интегральный показатель ресурсоэффективности, и равен он 7.06. Значение интегрального показателя эффективности составляет 4.45, по сравнению с аналогом, у которого этот коэффициент равен 4.15. Значение интегрального финансового показателя составляет 0.62, что является показателем того, что данный проект является финансово выгодным, по сравнению с аналогами.

Сравнительная эффективность проекта составляет 1.07, что также подчеркивает эффективность данной разработки по сравнению со своим аналогом.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
4км81	Пономареву Денису Игоревичу

Школа	ИШНПТ	Отделение	Н.М.Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии »

Модернизация сепарационной установки	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является сепарационная установка. Применяется для очистки нефти от попутного нефтяного газа после всех ступеней сепарации, с целью подготовки нефти и газа к дальнейшей транспортировке. Рабочей зоной является периметр возле обслуживающего аппарата, в том числе площадки обслуживания, находящиеся на высоте более 1.3 м.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<ul style="list-style-type: none"> - Конституция Российской Федерации; - Закон Российской Федерации №116-ФЗ от 30.07.1967 - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности » №101 от 18.12.2013 <p>Компоновка рабочей зоны проводилась согласно следующим документам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.2.029-80; - ГОСТ 12.2.032-78; - ГОСТ 12.2.033-78; - ГОСТ 12.1.005-88; - ГОСТ Р 55020-2012; <p>Приказ №155н от 28.03.2014 « Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»; Приказ №485 от 20.11.2017 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>К вредным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу при поступлении смеси в аппарат; - повышенная загазованность рабочей зоны; - повышенная пониженная температура воздуха; - низкий уровень освещенности; - психофизические факторы (физические перегрузки, напряженность внимания); <p>К опасным факторам относятся:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> - травмоопасность; - пожаровзрывоопасность; - расположение рабочего места на высоте.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - загрязнение почвы нефтепродуктами; - выбросы вредных и токсичных веществ в атмосферу при продувке аппарата; - утилизация нефтепродуктов на полигоны для термоокисления; - утилизация обтирочного материала после чистки аппарата.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – К возможным ЧС можно отнести разлив нефтепродуктов, взрыв аппарата вследствие увеличения избыточного давления выше предельно допустимого – Наиболее типичная ЧС при эксплуатации проектируемого аппарата – это взрыв, пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4км81	Пономарев Денис Игоревич		

Оглавление

9. Социальная ответственность при выполнении работ	85
9.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
9.2 Производственная безопасность.....	86
9.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	86
9.2.1.1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	86
9.2.1.2.Повышенная загазованность рабочей зоны	87
9.2.1.3. Повышенная пониженная температура воздуха рабочей зоны.....	87
9.2.1.4. Недостаточная освещенность	87
9.2.1.5. Психофизические факторы	87
9.2.1.6.Травмоопасность.....	87
9.2.1.7. Взрывопожароопасность.....	88
9.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	88
9.2.2.1 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	88
9.2.2.2. Повышенная загазованность рабочей зоны.	88
9.2.2.3. Повышенная пониженная температура воздуха рабочей зоны.....	88
9.2.2.4. Недостаточная освещенность	90
9.2.2.5. Психофизические факторы	91
9.2.2.6. Травмоопасность.....	92
9.2.2.7.Взрывопожароопасность.....	92
9.3 Экологическая безопасность.....	92
9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
Вывод.....	94

9. Социальная ответственность при выполнении работ

9.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Данный раздел был выполнен по рекомендациям, согласно [35].

Требования установлены законодательными и нормативными документами. Основные из них:

- Конституция Российской Федерации;
- Законы Российской Федерации
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Так же необходимо в своей деятельности пользоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

К работе оператором допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию по профессии «оператор обессоливающих и обезвоживающих установок», прошедшие медицинскую комиссию и годные по состоянию здоровья, прошедшие необходимые инструктажи. Чьи знания прошли проверку по охране труда и промышленной безопасности. Оператор должен соблюдать действующие в организации правила внутреннего распорядка, график работы, режим труда и отдыха.

В соответствии с законодательством оператору выдается специальная одежда и другие средства индивидуальной защиты.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю.

Организация обязана предоставлять ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней, а для работников, занятых на работах с опасными и вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Рабочему в течении рабочего дня должен предоставляться перерыв не менее 30 минут и не более 2 часов, который в рабочее время не включается.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях ,предусмотренных ТК РФ. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней, работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив об этом работодателя.

К правильному расположению и компоновке рабочей зоны для исследователя, для создания комфортной рабочей среды, накладываются свои требования.

В данном случае рабочей зоной является пространство вокруг проектируемого аппарата, сепаратора, включая обслуживающие установки, находящиеся на высоте более 1.3 метра.

Работы, проводимые на высоте более 1.3 м относятся к работам на высоте, и должны выполняться с соблюдением требований. При производстве работ на высоте, работник должен иметь при себе и пользоваться средствами индивидуальной защиты, использовать страховочную

привязь, одна сторона которой должна быть закреплена на прочной и устойчивой конструкции, вторая на обвязке работника.

9.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими опасными и вредными факторами, приведенными в таблице 18.

Таблица 18. Основные элементы процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Сливоналивные операции в резервуаре; 2. Работы в аппарате; 3. Обслуживание аппарата;	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу при поступлении смеси в аппарат; 2. Повышенная загазованность рабочей зоны; 3. Повышенная/пониженная температура воздуха; 4. Недостаточная освещенность; 5. Психофизические факторы;	1. Травмоопасность 2. Взрывопожароопасность; 3. Расположение рабочего места на высоте	ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76 СанПиН 2.2.4.548-96 MP 2.2.7.2129-06

9.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

9.2.1.1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является разгерметизация аппарата либо трубопровода при выполнении сливоналивных операций, что может привести к отравлению парами. Воздействие на организм человека и нормы ПДК, согласно [37], приведены в таблице 19.

Таблица 19. Свойства сырья и готовой продукции

Наименование сырья, готовой продукции	Воздействие на организм человека	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны, мм/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация.	В процессе перекачки нефти – 10; В процессе хранения нефти - 300
Нефтяной газ	Оказывает воздействие, напоминающее опьянение.	300

Деэмульгатор	Вызывает отравление	40
--------------	---------------------	----

9.2.1.2. Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора служит скопление вредных веществ, при осмотре, чисткой или ремонтом оборудования. Что может привести к отравлению парами углеводородов или же к ожогам при возгорании смеси.

9.2.1.3. Повышенная пониженная температура воздуха рабочей зоны

Так как рабочее место работника находится в местах крайнего севера, в холодное время года оператор сталкивается с повышенными пониженными температурами воздуха рабочей зоны. Так как большую часть своего рабочего времени оператор выполняет работы по обслуживанию аппарата, расположенного на улице, он в большей степени подвержен данному фактору.

9.2.1.4. Недостаточная освещенность

Проектируемый аппарат по технологическому процессу должен работать и обслуживаться без перерывов, работники, для выполнения данных работ привлекаются и в ночные смены. Работники, оставшиеся в ночную смену, сталкиваются с таким вредным фактором, как недостаточная освещенность рабочей зоны.

9.2.1.5. Психофизические факторы

Из психофизических факторов работники больше подвержены физической нагрузке, статической, напряженностью внимания и, как говорилось ранее, чередование работ по сменам. Статическим нагрузкам работники подвергаются при ремонтных работах, когда необходимо удерживать те или иные технологические части оборудования длительное время.

Напряженность внимания характеризуется в данном случае длительностью сосредоточенного наблюдения за датчиками, показывающими правильность ведения технологического процесса на компьютере. Показаний приборов непосредственно на самих аппаратах.

Все вышеописанные факторы оказывают неблагоприятное воздействие на состояние здоровья работающего.

9.2.1.6. Травмоопасность

Каждое рабочее место, независимо от места проведения работ, может иметь различный уровень возможности получения травм. Обеспечение оптимального уровня травмобезопасности является одной из главных задач руководителей производства.

Главным источником формирования данного фактора являются переходы, трубопроводы,

выступающие части и механизмы аппаратов. Так же в зимнее время года – это скользкие дороги.

9.2.1.7. Взрывопожароопасность

Главным источником формирования данного фактора является возможность появления заряда статического электричества из-за трения слоев нефти друг о друга или о стенку аппарата. Величина этого заряда в некоторых случаях достаточна для возникновения электрического заряда, который в свою очередь может служить источником зажигания и, как следствие, возникновению пожара.

9.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

9.2.2.1 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Для предотвращения действия данного фактора на организм человека применяются различные технические и организационные меры:

- Работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые соответствуют климатическим условиям, а именно костюм, сапоги, рукавицы и др.;
- Рабочее место должно быть обеспечено противогазом.
- Рабочее место должно быть оборудовано сигнализатором загазованности среды со звуковым и световым сигналами
- Работники перед каждой сменой должны пройти инструктаж о мерах безопасности при внезапной утечке вредных веществ в атмосферу.

9.2.2.2. Повышенная загазованность рабочей зоны.

До начала проведения работ аппарат должен быть подготовлен к ремонту, освобожден от продукта и отключен от магистрали.

Перед началом ремонта ответственное за производство работ лицо должно провести анализ воздуха в аппарате соответствующими приборами и убедиться, что содержание токсичных веществ не превышает допустимых величин.

Перед спуском в аппарат рабочий должен пройти инструктаж, проверить в присутствии руководителя работ рабочую одежду. Также должен быть проведен анализ газовоздушной среды переносным газоанализатором.

Продолжительность пребывания рабочего в аппарате устанавливается инструкцией в зависимости от условий выполняемых работ.

9.2.2.3. Повышенная пониженная температура воздуха рабочей зоны

В соответствии со ст. 109 Трудового Кодекса Российской Федерации и постановлением Администрации Томской области от 11.02.2011 г. № 29а «О работе на открытом воздухе или в

закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года», в целях обеспечения здоровых и безопасных условий труда работников при работе в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе, данные значения приведены в табл.20.

Таблица 20 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

Работы на холоде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений. Допустимую продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10 - минутных перерывов на обогрев (за четырехчасовой период рабочей смены) следует определять по табл. 21. [40, табл.7].

Таблица 21 – Режим работ на открытом воздухе в климатическом регионе (поясе) 1Б (IV) - районы
Томской Области

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤ 1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*											
-15	не регламентируется*											
-20	не регламентируется*								186	1	120	1
-25	не регламентируется*								115	1	85	2
-30	не регламентируется*				148	1	111	1	84	2	65	3
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	3
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57									

9.2.2.4. Недостаточная освещенность

Для снижения степени воздействия данного фактора на здоровье работников применяется дополнительное искусственное освещение рабочей зоны. Освещение контролируется в ходе аттестации рабочих мест по условиям труда во время этапных проверок.

На объекте, где расположен аппарат, используется смешанное освещение, т.е. сочетание естественного и искусственного освещения. В качестве естественного – солнечный свет, так как аппарат расположен на улице. Искусственное освещение используется при недостаточном естественном освещении, а так же лишь искусственным освещением представляется возможным осветить рабочее место оператора во время ночных смен.

Световой поток лампы или группы ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot \eta}, \quad (196)$$

Где E_n – нормируемая минимальная освещенность по СП 52.13330.2016, от 300 до 500 лк, принимаем 400 лк;

S – площадь освещаемой территории, m^2 ;

$$S = a \cdot b = 10 \cdot 3 = 30 \text{ м}^2 \quad (197)$$

$K_3 = 1.5$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, наличие в атмосфере дыма, пыли;

$Z=1.1$ – коэффициент неравномерности освещения;

$n = 4$ - число светильников;

η – коэффициент использования светового потока, в зависимости от индекса

$$i=(A*B)/h*(A*B)=1/h=1/4=0.25 \quad (198)$$

где h – высота расположения светильников, устанавливаются светильники на высоту 4 метра.

Тогда по таблице, округляя полученный индекс до ближайшего большего по таблице числа, принимаем $\eta=0.25$

Найдем световой поток

$$\Phi=400*30*1.5*1.1/4*0.25=19800 \text{ лм} \quad (199)$$

В качестве светильников выбираем светодиодный светильник ОНЛАЙТ 71 660 . Данный светильник приведен на рис.15. Световой поток одного такого светильника составляет не менее $\Phi_{\text{св}}=4000$ лм, таким образом, необходимое число светильников будет составлять:

$$N=\Phi/\Phi_{\text{св}}=19800/4000=4.95, \quad (200)$$

принимаем $N=5$ светильников по периметру аппарата.

Схема расположения светильников приведена на рис. 16.

Электрическая мощность одного светильника согласно [35] равна $W_{\text{св}}=50$ Вт

Мощность всей осветительной системы будет равна:

$$W_{\text{общ}}=W_{\text{св}}*N=50*5=250 \text{ Вт} \quad (201)$$



Рисунок 15 Светильник ОНЛАЙТ
71 660

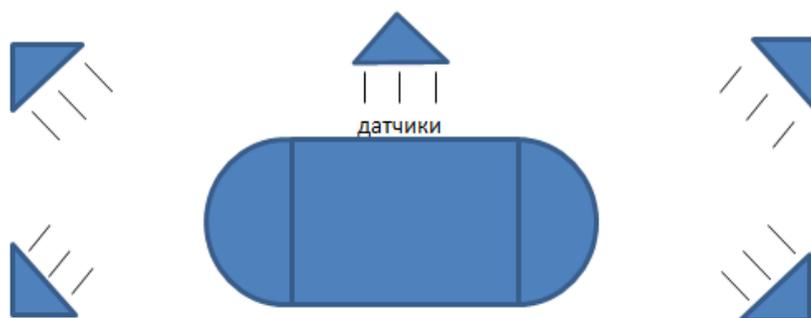


Рисунок 16 Схема расположения светильников

Для их установки монтируются новые опоры, которые оснащаются светодиодными светильниками по периметру ограждения аппарата, в количестве 5-ти штук.

9.2.2.5. Психологические факторы

Мероприятия для снижения воздействия вышеуказанных факторов включают в себя использование специализированных приспособлений для поднятия на долгое время технологического оборудования во время ремонта, для придания необходимой нагрузки при

открытии-открытии запорной арматуры.

Для снижения времени напряженности внимания при осмотре аппарата, все датчики выведены на компьютер в операторной, а те из датчиков, которые расположены непосредственно у аппарата имеют большие дисплеи с ярко красными значениями необходимых параметров.

Работники работают вахтовым методом работы продолжительностью в 15 дней, причем чередование ночных-дневных смен происходит каждую вахту, благодаря чему работникам не приходится часто перестраиваться на непривычный режим работы.

9.2.2.6. Травмоопасность

Проектируемый аппарат должен соответствовать требованиям безопасности. При подготовке к пуску и эксплуатации оператор должен соблюдать последовательность операций, которая указана в технологической инструкции. В случае, если обнаружена неполадка в работе аппарата, необходимо перейти на резервный, до устранения неисправности. Территория вблизи аппарата должна находиться в чистоте, в зимнее время своевременно очищаться от снега.

Дополнениями к оборудованию являются защитные устройства, такие как ограждения, блокировочные устройства и другие.

9.2.2.7. Взрывопожароопасность

Для устранения опасности разрядов статического электричества необходимо соблюдать следующие меры:

- Заземлять аппарат, трубопроводы;
- Снижать интенсивность генерации зарядов путем уменьшения скорости налива.

Осмотр и ремонт заземляющих устройств должны проводиться в одно время с осмотром и текущим ремонтом оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

9.3 Экологическая безопасность

Любое предприятие в той или иной степени оказывает вредное воздействие на окружающую среду. В табл.22 приведен перечень воздействия на природные ресурсы окружающей среды

Таблица 22. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон
Вода и водные ресурсы	-	-
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных	Строительство газокompрессорной

	веществ в атмосферу при продувке аппарата	станции.
--	---	----------

В процессе эксплуатации проектируемого аппарата, а именно – сепаратора, возможно попадание нефтепродуктов на почву во время подготовки к ремонтным работам, а также в случае каких либо чрезвычайных ситуациях. Во время ремонта остаточная жидкость и обтирочный материал собирается в специально отведенные емкости, после чего данные емкости отправляются на отведенные для этого полигоны, где нефтепродукты подвергаются термоокислению.

При термоокислении также происходит выброс вредных и токсичных веществ в атмосферу. Так же стоит упомянуть незначительные выбросы в атмосферу при ремонтных работах, и при срабатывании дыхательного и предохранительного клапанов.

9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным ЧС на данном предприятии можно отнести розлив нефтепродуктов во время сливно-наливных операций, при чистке аппарата.

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация при эксплуатации проектируемого аппарата – это пожар и взрыв во время эксплуатации. Источниками пожаров и взрывов могут быть:

- Наличие легковоспламеняющейся жидкости или взрывопожароопасных паров;
- Разгерметизация аппарата или трубопровода;
- Возможность появления заряда статического электричества;
- Наличие нагретой поверхности аппарата.

Для контроля возникновения пожара устанавливают пожарные извещатели и оповещатели.

Главной задачей при возникновении пожара является его локализация. Небольшие возгорания и пожары в начальной стадии могут быть ликвидированы обслуживающим персоналом доступными средствами пожаротушения. Проектом предусмотрены следующие виды пожаротушения: порошком, водой или пеной.

Важнейшими мероприятиями по предупреждению данной ЧС являются:

- создание условий, обеспечивающих пожарную безопасность при работе;
- надежная герметизация оборудования;
- своевременное удаление подтеков с помощью обтирочных материалов(ветоши);
- запрещение курения и разведения огня вблизи аппарата.

Каждый работник проходит теоретические и практические занятия по пожарно-техническому минимуму, после которого должны сдать экзамен по пожарной безопасности. Так же перед каждой работой, которая может привести к возникновению чрезвычайной ситуации, каждому работнику проводится инструктаж по пожарной безопасности, в котором рассматриваются всевозможные ситуации и порядок действий в случае его возникновения.

Вывод по главе

В рамках данного раздела была приведена характеристика объекта исследования, объектом исследования является сепарационная установка, которая применяется для очистки нефти от попутного газа.

Во время проектирования данного проекта для решения правовых и организационных вопросов были использованы различные ГОСТ, приказы, правила и законы Российской Федерации.

Также были определены вредные и опасные факторы, с которыми мы столкнулись при выполнении данного проекта. К таковым можно отнести утечку нефтепродуктов во время сливно-наливных операций, повышенную загазованность рабочей зоны при проведении ремонта оборудования, недостаточная освещенность во время ночных смен, повышенная пониженная температура в холодное время года. Не менее важным является травмоопасность, в связи с наличием большого количества трубопроводов и выступающих частей и механизмов; расположение рабочего места на высоте, площадки обслуживания с запорной арматурой; пожаровзрывоопасность, так как на объекте присутствует большое количество электроустановок, и имеется вероятность образования статического электричества. Для каждого вышеописанного фактора были рассмотрены мероприятия по снижению воздействия на работника.

Воздействие на экологию связано в основном с загрязнением почвы нефтепродуктами и выбросами в атмосферу вредных и токсичных веществ. Для снижения пагубного действия на экологию производится сбор и вывоз на полигоны остаточного количества нефтепродуктов из аппарата в специальные емкости для дальнейшей переработки. Данный аппарат не будет оказывать влияние лишь на воду и водные ресурсы.

К наиболее типичной ЧС на опасном производственном объекте, на одном из которых расположен исследуемый и проектируемый аппарат, относится пожар и взрыв во время эксплуатации. Для предубеждения таких ситуаций создаются условия, обеспечивающие пожарную безопасность при работе; соблюдается и контролируется герметичность оборудования; места для курения располагаются вне территории объекта; каждый работник проходит противопожарный инструктаж на рабочем месте перед началом проведения работ.

В ходе проведенного анализа можно утверждать, что рабочее место оператора соответствует приведенной научно технической документации.

Заключение

В ходе данной работы был проведен технологический, механический, конструктивный и гидравлический расчет аппарата. В ходе технологического расчета определили основные геометрические параметры аппарата. В механическом расчете был проведен расчет толщины стенок, расчет фланцевого соединения, необходимости укрепления отверстий, расчет стропового устройства и подбор опор.

В разделе «Социальная ответственность» провели анализ вредных и опасных факторов, с которыми можно столкнуться при работе с аппаратом. Так же обосновали мероприятия по устранению этих факторов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка конкурентоспособности спроектированного сепаратора, и рассмотрена экономическая составляющая проекта.

Список использованных источников

1. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г «Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа» -М.: Недра,1977.-254 с.
2. Персиянцев М.Н «Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях» -М.: Недра,1999.- 283 с
3. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. – Лю: Химия, 1987. - 576 с..
4. Г. С. Лутошкин. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов.
– 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с. Гагаринский машиностроительный завод. «Нефтегазовое оборудование». Технический каталог, 2014. - 84с.
5. Бараз, Владимир Ильич. Добыча нефтяного газа / В. И. Бараз. — Москва: Недра, 1983. — 252 с.: ил.. — Библиогр.: с. 251..
6. Гагаринский машиностроительный завод. «Нефтегазовое оборудование». Технический каталог, 2014. - 84с.5
7. М. Ф. Михалев, Н. П. Третьяков, А. И. Мильченко, В. В. Зобнин. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. Примеры и задачи: Учебное пособие для студентов вузов. – ООО ТИД «АРИС», 2013. – 312 с
8. ГОСТ 6533-78 «Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов и аппаратов котлов, основные размеры.»
9. ГОСТ 34233.3 – 2017. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и наружном давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер.
10. ГОСТ 34233.2 - 2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек.»
11. АТК 24.218.06-90 «Штуцера для сосудов и аппаратов стальные сварные»
12. В.М.Беляев, В.М.Миронов. Конструирование и расчёт элементов оборудования отрасли. Часть I. Тонкостенные сосуды и аппараты химических производств; Томский политехнический университет. – 3-е изд., доп. и испр. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 314 с.

13. ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные.
14. ГОСТ 34233.4-2017 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.»
15. «Нефтегазовое оборудование». Технический каталог, 2015.-178с.
16. ОСТ 26-2091-93 «Опоры горизонтальных сосудов и аппаратов»
17. Семакина О.К. «Монтаж, эксплуатация и ремонт оборудования отрасли». Рабочая программа. — Томск: Изд-во ТПУ, 2007. — 188 с.
18. Касаткин А. Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. Учебник для химико-технологических вузов. – 8-е изд. перераб. – М.: Химия, 1971. – 784 с., ил.
19. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. Часть 1. — М., Химия, 1972. — 360 с.
20. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.
21. ГОСТ 17.1.3.06 – 82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
22. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. 123 – ФЗ. 2013.
23. Бизнес-план. Методические материалы. Изд.-3 – М.: Финансы и статистика, 2001.– 208 с.
24. Станиславчик Е.Н. Финансовый анализ инвестиционного проекта– М.: Ось-98, 2000.– 96 с.
25. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: уч. Мед. Пособие – Томск: изд-во ТПУ, 2014. –36с.
26. ГОСТ 24444-87 Общие требования монтажной технологичности
27. ГОСТ 7668-80 Канат двойной свивки типа ЛК-РО. Сортамент.
28. Семакина О.К. Монтаж, эксплуатация и ремонт оборудования отрасли: учебное пособие / О.К. Семакина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 177 с.
29. ГОСТ 19903-2015 Прокат листовой горячекатаный. Сортамент.
30. ГОСТ 34233.1-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования.
31. Каталог датчиков давления Метран. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.emerso>

n.ru/ru-ru/catalog/metran-150-ru-ru.

32. Каталог датчиков давления Овен. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://owen.ru/product/preobrazovately_izbitochnogo_davleniya_owen_pd_100_di_div_dv.
33. Уровнемер ВК1700. Руководство по эксплуатации. - 60 с.
34. Криницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно методическое пособие.; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. - 73 с.
35. Каталог светодиодных прожекторов Онлайн. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.onlt.ru/catalog/svetodiodnyie-svetilniki/2k.html>
36. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (СББТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
37. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (СББТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
38. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (СББТ). Пожарная безопасность. Общие требования.
39. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (СББТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
40. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

Приложение А

Раздел 2

Separation device and ways to upgrade the separation plant

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ81	Пономарев Денис Игоревич		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ ИШНПТ _____ :

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

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы _____ ОИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Диденко А.В.	К.ф.н.		

1. Separation device

Separation is the separation of light fractions from oil by a single or multiple evaporation when the pressure is lowered. Sometimes, for the most complete and quickest extraction, it is necessary to preheat the oil. Oil is heated by passing it through the furnaces.

Separators were the most common among the devices in the oil and gas collection and preparation. These devices are used to separate liquid from gas, gas from liquid, as well as to separate several liquid phases, different densities.

By the nature of the forces, the separators are divided into:

- Gravitational, separation occurs due to different density of liquids, gases or particulate matter of gas;
- Nozzle separators, separation comes at the expense of inertia and gravity;
- Centrifugal, separation comes at the expense of centrifugal and inertial forces.

In form and position in space, the separators are divided into: spherical, cylindrical vertical, cylindrical horizontal.

There are a large number of separators of different designs, but they all usually consist of the following sections.

The main separation section

It is designed to separate the main part of the liquid (gas condensate, oil, water) from the gas flow entering the machine. To ensure effective pre-separation and even distribution of flow throughout the device, the following design devices are used:

- Tangential flow, with such insertion the liquid is thrown to the walls of the vessel under the influence of centrifugal force and flows down it, while the gas is distributed by the section of the apparatus and excreted;
- Reflective devices are installed at the place where the mixture enters the separator;
- Built-in cyclone, installed at the entrance of the mixture in a horizontal separator;
- Designs allowing introduction of gas and liquid in the separator.

Sedimentation section

In the separators in this section there is an additional release of gas bubbles from oil. The liquid is separated by gravitational forces, and the gas moves in a vessel with a relatively low density. Sloping planes are used to intensify the process of extracting dissolved and free gas from oil in separators.

The flow of oil gets into the lower part of the separator.

Fluid collection section

It is designed to collect liquid, from which gas was released almost completely in previous sections at

temperature and pressure in the separator. For separators, which separate the gas and light hydrocarbons contained in the liquid phase, the volume of this section is chosen so that it allows keeping the separated liquid for the time necessary to release the gas bubble to the surface and to get into the gas flow.

Drop-up section

Usually the section consists of breasting arrangement of different kinds and is necessary to capture droplets of liquid in the gas when exiting the separator.

In addition to the functions that the above sections perform, the structures of the separators should include elements of foaming, or elements that prevent foaming, as well as reducing the detrimental effect of the pulsation of the gas liquid flow on the separation of oil and gas.

End separation

The main task of the end separators, unlike the first stage separators, is to release residual gas from the oil and bring the pressure of steam to a certain value. Gas, which is released from the end stages of separation, has a high density and without additional treatment can not be used even for technical needs, while gas produced after the first stage of separation, usually can be used without processing for household consumption and as fuel. Oil, after the stage of separation, is fed into the reservoirs.

The disadvantage in the work of the end separators is the loss of dissolved gas. To reduce the loss of gas, a lot of attention is paid to improving the end stages of separation.

Process efficiency

When designing and building new fields, there are negative technological factors that affect the efficiency of well cleaning.

The decrease in the efficiency of the cleaning process for products produced in fisheries is due to a number of factors:

- High concentration particulate matter in the oiler;
- High degree of dispersion environment;
- Multiple overload of input separators exceeding estimated designing data;
- Imperfection of the design of the separation elements;

The main focus in improving the efficiency of the fishing cleaning process is, of course, the modernization of internal devices in the separators. About this, the choice of certain internal devices is dictated by the requirements to improve the efficiency of the input separators in the face of overcoming the negative impact on the cleaning process of the above factors. Thus, the modernization of the separators should be aimed at:

- High-performance devices in order to ensure optimal operating regimes of UCPG;
- Effective well cleaning with minimal hydraulic resistance to internal devices;

- Concentrations carried from the separator with "raw" gas of both dripping fluid and solid impurity particles, regulated by the limit 5 mg/nm³;
- Preventing accumulation of solid sediments on the separation elements with the ability to remove sediments without stopping the device;
- Organization of an efficient process of washing gas from salts in the apparatus.

The modernization of the separator is mainly related to the design features of the internal devices.

2. Ways to upgrade the separation plant

Currently, manufacturers of devices for storing and processing petroleum products are keeping pace with the times, the technologies that were used in the creation of the devices many years ago, have been replaced by modern technologies. Stone and earthy oil storage systems have been replaced by metal ones. The rectangular structures are cylindrical. In the course of technological progress, the riveting was replaced with welds, as well as improved significantly materials, which allowed to select variants of manufacture of certain devices, depending on their purpose and the properties of the contents.

The main areas of separator modernization remain a change in the internal structure of the devices, with the aim of changing the separation process itself, which will lead to a fuller separation of gas, more complete clean-up from impurities, and other ways of intensifying the separation process.

2.1. Mechanical impurities

The main problem in all types of separators is the lack of cleaning of the apparatus from mechanical impurities (sand, clay, particles of drilled rock and casing pipes, etc.). Laying on the walls, mechanical impurities form a dense and difficult-to-remove layer of sediment, which reduces bandwidth, reduces the efficiency of production processes, increases the rate of corrosion, wear and tear of the separator and the number of unscheduled stops of the enterprise. Measures aimed at addressing or reducing the negative impact of this factor are generally ineffective, do not solve the problem as a whole, and require significant logistical costs. To date, the cleaning of the separator from mechanical impurities is represented by a very limited number of technical solutions. As a result, there are more expensive oil production and environmental imbalances in the environment.

The main modernization is the use of a sediment hydraulic erosion system to clean the separator from mechanical impurities. Hydro-eroding systems are presented in figure 1.

Система гидроразмыва осадка

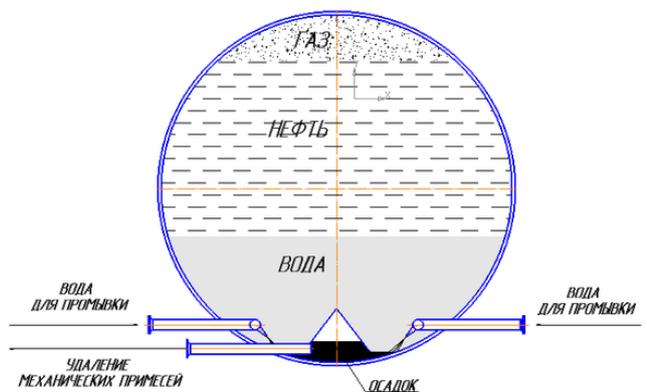


Figure 1 Hydro-erosion system

The sediment hydraulic erosion system works as follows. Water is supplied to two collectors through the input tubes. For even distribution of water along the entire collector, the pipes are welded

over the same distances along the length. Water, passing through the collector, gets into the injecting nozzles. At the same time there is a change in the direction of the flow by 90° and the size of the passage section from 94 mm to 10 mm, which contributes to a sharp increase in the speed of passage and water pressure. Getting in this way on the walls, the water washes away the accumulated mechanical impurities to the center of the separator. A mixture of water and particulate matter enters through the gap between the tray and the bottom of the separator. For some time the mixture accumulates in the tray. When the output tube level is reached, the mixture of water and mechanical impurities is removed from the separator, leaving the surface clean.

Since the mixture of water and mechanical impurities is liquid, it is easily removed through the outlet tubes without being deposited on the walls of the separator. Due to the constant circulation of water, a solid sediment is washed out all over the surface of the bottom of the separator, which helps to clean the separator, reduce the corrosion of the walls and extend the life of the device.

2.2.Hydration

An equally important problem is hydraulic formation on internal separators devices. Hydro-forming is a process that occurs when temperature and pressure drop in the apparatus, which leads to a decrease in the elasticity of water vapor and moisture intensity of gas, and this in turn, leads to the formation of hydrates. Hydrates are white crystals, similar to a snow-like crystal mass. Deposits of such crystals on the surface of valves or separator saddles can cause them to fail, which will lead to a shutdown of the device.

The following methods are used as ways to combat the formation of crystal hydrate:

- Total or partial gas heating;
- Local heating of the regulator hull;
- Putting methanol into a gas pipeline.

Total or partial gas heating

Gas heating in the separator can be done with industrial heaters. This method is undoubtedly the most convenient, as it allows to constantly maintain the necessary temperature of gas for the full functioning of the technological scheme. Constructively, heaters can be with direct and indirect (with the help of an intermediate cooling agent) heating, and are equipped with various automatic kits and auxiliary devices.

The cost of heaters ranges from 1500,000. Rub. up to 3,000,000. Rub. and higher depending on heat performance, bandwidth and equipment. This method is the most common, but requires significant financial investment.

Local heating of the regulator hull

Local heating of the case is carried out with the help of glass, under which the heating cable is located. The top is covered with a metal casing. This method is economically beneficial, but requires a third-party source of energy.

Putting methanol into a gas pipeline

The input is carried out by installing a methanol injection system into the gas pipeline. This method is quite expensive, the price of installation varies in the range of 200-250 thousand without taking into account the cost of purchasing consumables - methanol.

2.3.High degree of dispersion in the steamed fluid environment

The problem is that the drip fluid in the gas coming out of the device has a high dispersal, which leads to the fact that a drop catcher and a mist separator cannot catch such small particles. Upgrade the separator to improve the quality of gas cleaning from the smallest particles can be used by an adsorber with silica or other absorbent material. The efficiency of capturing high-dispersed particles will be much higher.

Fog-catchers. The principle of their action is based on the deposition of droplets on the surface of the pores, followed by the flow of liquid on the fibers to the lower part of the fog. The deposition of liquid droplets occurs under the influence of Brownian diffusion or the inertial mechanism of separating the particles of the pollutant from the gas phase on the filter cells, depending on the rate of filtration $v\phi$. Fog-catchers are divided into low-speed ($v\phi < 0,15$ m/c), which is dominated by the mechanism of diffuse deposition of droplets, and high-speed ($v\phi = 2-2,5$ m/c), where deposition occurs mainly under the influence of inertial forces.

Fiber low-speed fog-catchers provide high gas purification efficiency (up to 0.999) from particles smaller than 3 microns and fully capture larger particles.

2.4.Salvo revenues from the gas-grid network of large volumes of liquid

A solution to this problem is still possible. When designing a new accumulation, the place is defined, where there is a large amount of oil in the reservoirs of the earth. First, the pump will pump the oil with a continuous uniform flow, then the pump will hit the air cushion. This process is inevitable.

2.5.Imperfection of the design of the separation elements

In the conditions of modern systems of preparation and processing of raw materials there are obstacles associated with the inadequacy of methods of calculating the process of separation of oil and gas liquid mixture at fluctuations in temperature, pressure and other parameters. Calculations are made under any calculation conditions. In practice, there are different temperature values, pressure, etc. Like any technique, any element of the separator is prone to failure or destruction. The imperfection of the

elements of the device, as well as the necessary automated sensors to maintain the device and the normal flow of the process, can lead to an uneven distribution of liquid at the stages of separation, which will lead to deviation from the process, which in turn threatens to reduce the quality of the finished product and the effectiveness of the separation process.