

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

**Установка I ступени сепарации нефти с разработкой основного оборудования на
Лугинецком месторождении**

УДК 621.928.3:622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Леонтьев Вячеслав Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина О.К.	К.Т.Н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант по разделу «Механический расчет оборудования»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	К.Т.Н., доц.		

Планируемые результаты обучения по ООП 18.04.02 выпуска 2019 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>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»
P2	Осуществлять управление проектом на всех этапах его жизненного цикла	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 28.004 «Инженер-проектировщик установок для утилизации и обезвреживания медицинских и биологических отходов»
P3	Организовывать и руководить работой команды, вырабатывать командную стратегию для достижения цели	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»,
P4	Применять современные коммуникативные технологии в том числе на иностранном языке (-ах) для академического и профессионального взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 - «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
P5	Проводить анализ и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
P6	Определять и реализовывать приоритеты собственной	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	деятельности, разрабатывать способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
Р7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, представлять и защищать результаты	Требования ФГОС ВО, СУОС, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 28.004 - «Инженер-проектировщик установок для утилизации и обезвреживания медицинских и биологических отходов», 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам»
Р8	Проводить все стадии проектирования с использованием компьютерного 3-х мерного моделирования, коммерческих симуляторов и пакетов прикладных программ, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, представлять и защищать результаты	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 - «Специалист по химической переработке нефти и газа», 19.003 - «Специалист по обслуживанию и ремонту нефтезаводского оборудования»
Р9	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области проектирования и конструирования энерго и ресурсоэффективных химических, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам », 19.00- «Специалист по химической переработке нефти и газа», 19.003 «Специалист по обслуживанию и ремонту нефтезаводского оборудования», 19.008 «Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли»

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**

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ71	Леонтьеву Вячеславу Витальевичу

Тема работы:

Установка I ступени сепарации нефти с разработкой основного оборудования на Лугинецком месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1236/с от 18.02.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.19
--	----------

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>	Установка подготовки и перекачки нефти на Лугинецком месторождении. Вид сырья- газодонефтяная эмульсия со скважин. Технологические параметры работы нефтегазового сепаратора: Рабочее давление в сепараторе: $p=0.6$ МПа; Рабочая температура: $t_{раб} = 30$ °С; Производительность: по нефтяной эмульсии $Q_{ж} = 7200$ м ³ /сутки; по газу $Q_{г} = 700000$ м ³ /сутки. Обводненность нефти 80%. Технологические параметры вертикального газоого сепаратора: Рабочее давление в сепараторе: $p=0.7$ МПа; Рабочая температура: $t_{раб} = 40$ °С; Производительность по нефтяному газу $Q_{г} = 910$ м ³ /сутки.
--	---

<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.Описание технологической схемы 2.Расчет нефтегазового сепаратора 3.Расчет вертикального газового сепаратора 4.Разделение водонефтяных эмульсий 5.Разработка методики расчета защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления. 6.Социальная ответственность. 7.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение Список литературы Приложение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Лист 1. Технологическая схема. (А1) Лист 2. Нефтегазовый сепаратор. Чертеж общего вида. (А1) Лист 3. Нефтегазовый сепаратор. Выносные элементы. (А1) Лист 4. Вертикальный газовый сепаратор. Чертеж общего вида. (А1) Лист 5. Вертикальный газовый сепаратор. Выносные элементы. (А1) Лист 6.Разделение водонефтяных эмульсий.(А1) Лист 7. Планирование и затраты на НИР. (А1)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>к.т.н., доцент Криницына З.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель Романова С.В.</p>
<p>Конструктивно-механический раздел</p>	<p>к.т.н. доцент Беляев В.М.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Реферат Разделение водонефтяных эмульсий</p>	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина О.К.	к.т.н., с.н.с		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Леонтьев В.В.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 20 рис., 23 табл., 39 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: нефтегазовый сепаратор, вертикальный газовый сепаратор, водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, фланцевое соединение.

Объектом исследования является установка по подготовке и перекачки нефти.

Цель работы – разработка основного оборудования I ступени сепарации на установке по подготовки нефти.

В процессе исследования проводились: технологический расчет, в ходе которого были определены основные геометрические размеры аппаратов, конструктивный расчет, с помощью которого были рассчитаны и подобраны патрубки, и механический расчет, в ходе которого были произведены расчеты на прочность, расчет укрепления отверстий, фланцевых соединений, веса аппарата и расчет и подбор опор.

В результате исследования были спроектированы горизонтальный нефтегазовый сепаратор и вертикальный газовый сепаратор.

Степень внедрения: оборудование внедрено и работает на установке по подготовки нефти, на «Лугинецком» месторождении.

Область применения: нефтяная и газовая промышленность.

Abstract

Final qualifying work contains 121 p., 20 fig., 23 tabl., 39 sources, 1 annex.

Key words: oil and gas separator, vertical gas separator, oil-water emulsion, demulsifier, flange connection.

The object of the study is the installation for the preparation and pumping of oil.

The purpose of the work is the development of the main equipment of the first stage of separation at the oil treatment plant.

In the process of the study, the following was carried out: technological calculation, during which the main geometrical dimensions of the apparatus were determined, constructive calculation, with the help of which nozzles were calculated and selected and mechanical calculations were performed during which strength calculations, hole strengthening calculations, flange joints calculation, calculation the weight of the apparatus and, the calculation and selection of supports.

As a result of the study, a horizontal oil and gas separator and a vertical gas separator were designed.

Degree of implementation: the equipment has been introduced and is working at the oil treatment facility at the Luginetsky oil field.

Scope: oil and gas industry.

Содержание

	Введение	11
1.	Описание технологической схемы	12
2.	Расчет нефтегазового сепаратора	14
2.1	Технологический расчет НГС	14
2.1.1	Расчет и подбор патрубков	15
2.2	Механический расчет НГС	15
2.2.1	Расчетные параметры	16
2.2.2	Расчет толщин стенок	18
2.2.3	Расчет укрепления отверстий	20
2.2.4	Расчет фланцевого соединения	24
2.2.5	Расчет веса аппарата	33
2.2.6	Расчет и подбор опор	35
3.	Расчет вертикального газового сепаратора	45
3.1	Расчет и подбор патрубков	45
3.2	Механический расчет ВГС	46
3.2.1	Расчетные параметры	46
3.2.2	Расчет толщин стенок	47
3.2.3	Расчет укрепления отверстий	49
3.2.4	Расчет фланцевого соединения	51
3.2.5	Расчет веса аппарата	58
3.2.6	Расчет и подбор опор	59
4.	Разработка методики расчета защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления	61
4.1	Обоснование актуальности выбранной темы	61
4.2	Характеристика современного состояния проблемы	62
4.3	Расчет защитного устройства от превышения давления для нефтегазового сепаратора	63
5.	Разделение водонефтяных эмульсий	68
5.1	Основные физико-химические свойства нефтяных эмульсий	68
5.2	Применение деэмульгаторов для разделения нефтяных эмульсий	69

5.3	Постановка задачи исследования	71
5.4	Методики экспериментов	71
5.4.1	Характеристика объектов исследования	71
5.4.2	Методика определения времени разделения водонефтяной эмульсии	72
5.5	Результаты экспериментов	72
6.	Социальная ответственность	79
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
6.2	Производственная безопасность	80
6.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
6.2.1.1	Наличие токсичных и вредных веществ	80
6.2.1.2	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	81
6.2.1.3	Повышенный уровень шума	83
6.2.1.4	Взрывопожароопасность	83
6.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника	84
6.3.1	Наличие токсичных и вредных веществ	84
6.3.2	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	84
6.3.3	Повышенный уровень шума	85
6.3.4	Взрывопожароопасность	85
6.4	Экологическая безопасность	85
6.4.1	Защита жилой зоны	85
6.4.2	Воздействие объекта на атмосферу	86
6.4.3	Воздействие объекта на гидросферу	86
6.4.4	Воздействие объекта на литосферу	87
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
6.5.1	Превентивные меры и действия в случае возникновения пожара	89
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	92
7.1	Расчёт производственной мощности	93
7.2	Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству	94

7.3	Расчет затрат на производство продукции	96
	Заключение	100
	Список научных трудов	101
	Список литературы	102
	Приложение А	105

Введение

Для подготовки нефти и газа к транспортировке используют разнообразную аппаратуру, но наиболее важными в этом процессе являются сепараторы. Они предназначены для обезвоживания и дегазации нефти, очистки попутного нефтяного газа.

Сепарационное оборудование для подготовки нефти используется:

- на ступенях горячей, вакуумной и концевой сепарации,
- в качестве специальных секций или встроенных узлов в аппаратах, совмещающих нагрев, обезвоживание и обессоливание нефти с ее сепарацией;
- до и после компрессорных машин для снижения содержания капельной жидкости и механических примесей в газе;
- после колонн для предотвращения механического уноса жидкой фазы.

Основные требования, предъявляемые к сепараторам:

- высокая эффективность процесса очистки или разделения;
- удобство обслуживания и высокая эксплуатационная надежность.

1. Описание технологической схемы

Технологическая схема установки подготовки нефти представлена на рис. 1.1. Газо-водонефтяная эмульсия поступает в приемный коллектор с фонда скважин «Лугинецкого» месторождения. Приемный коллектор предназначен для усреднения состава жидкости и представляет собой трубопровод, наружным диаметром Дн 1020 мм и длиной 12 м. Рабочее давление в приемном коллекторе составляет 0,6 – 0,8 МПа. После входного коллектора жидкость по двум трубопроводам направляется на I ступень сепарации. Сепарационный блок включает:

- Устройство предварительного отбора газа – УПОГ.
- Три параллельно работающих нефтегазовых сепаратора: НГС-1 ($V=100\text{м}^3$), НГС-2/1 ($V=50\text{м}^3$) и НГС-2/2 ($V=50\text{м}^3$)
- Три параллельно работающих газосепаратора Г-2 ($V=50\text{м}^3$), Г-1/1 ($V=50\text{м}^3$) и Г-1/2 ($V=50\text{м}^3$).

УПОГ представляет собой восходящий, а затем нисходящий трубопровод Дн=1020 мм с углом наклона $\sim 45^\circ$. В нисходящую часть УПОГ врезаны четыре вертикальных газоотводных трубопровода, соединённых с горизонтальным газосборным коллектором. Газо-водонефтяная эмульсия из входного коллектора через ЗКЛ по трубопроводу поступает на приём УПОГ. При движении по УПОГ, во время подъёма и спуска, из газо-водонефтяной эмульсии выделяется часть газа, которая по газоотводным трубопроводам поступает в газосборный коллектор. Далее газ поступает в газовые сепараторы: Г-2; Г-1/1; Г-1/2. Частично дегазированная газо-водонефтяная эмульсия из УПОГ через задвижку поступает на прием в НГС-1 ($V=100\text{ м}^3$). Другая часть жидкости из приёмного коллектора через другую задвижку по трубопроводу поступает на приём в НГС-2/1 и в НГС-2/2.

Нефтяной газ, отделившийся в сепараторах НГС-1, НГС-2/1, НГС-2/2 поступает в газовые сепараторы Г-2, Г-1/1, Г-1/2 для очистки от капельной жидкости через задвижки. Давление газа в Г-2, Г-1/1, Г-1/2 составляет 0,5 – 0,7 МПа. Жидкость, отделившаяся в газовых сепараторах Г-2, Г-1/1, Г-1/2, поступает обратно в нефтегазовые сепараторы.

Часть газа, отделившаяся на первой ступени сепарации, направляется на узел подготовки топливного газа. Нефтяной газ поступает на прием в вертикальный газовый сепаратор ГС, где происходит дополнительная очистка газа от капельной жидкости. Подготовленный газ по газопроводу Дн 159 мм проходит через узлы учета газа, либо, минуя их по байпасным линиям, направляется по трем направлениям:

- на котельную п. Лугинецкого;
- на печи П-2, П-3;

2. Расчет нефтегазового сепаратора

2.1 Технологический расчет НГС

Исходные данные

$P := 0.6$	МПа	давление в аппарате
$t_{\text{раб}} := 30$	$^{\circ}\text{C}$	рабочая температура
$Q_{\text{ж}} := 7200$	$\text{м}^3/\text{сут}$	производительность по водонефтяной эмульсии
$Q_{\text{г}} := 700000$	$\text{м}^3/\text{сут}$	производительность по газу
$\omega := 80$	%	обводненность нефти

$$T := t_{\text{раб}} + 273 = 303 \quad \text{К}$$

Определяем диаметр сепаратора по газовой производительности

Найдем максимальную скорость газового потока [1]

$$w_{\text{г}} := 0.245 \cdot P^{-0.5} = 0.316 \quad \text{м/с}$$

Определим площадь поперечного сечения потока газа в сепараторе [1]

$z := 0.9$ коэффициент сжимаемости реального газа

$p_0 := 0.1013$ МПа нормальное давление

$T_0 := 273$ К абсолютно нормальная температура

$$Q_{\text{г1}} := 8.1 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$F_1 := \frac{Q_{\text{г1}} \cdot p_0 \cdot T^z}{P \cdot T_0 \cdot w_{\text{г}}} = 2.71 \quad \text{м}^2$$

Диаметр сепаратора по газовой производительности

$$D := \sqrt{\frac{2.4 \cdot F_1}{\pi}} = 2.627 \quad \text{м}$$

Так как заполнение аппарата газом колеблется от 50-65%, примем диаметр НГС равный 3 метра.

$$D_1 := 3 \quad \text{м}$$

Минимальная длина сепаратора равна

$$L := 4.5 \cdot D_1 = 13.5 \quad \text{м}$$

Объем сепаратора равен

$$V := \frac{3.14 \cdot D_1^2 \cdot L}{4} = 95.378 \quad \text{м}^3$$

По полученным данным выбираем стандартный нефтегазовый сепаратор с данными параметрами [2]:

НГС 1,6-3000

Объем= 100 м^3 ;

Давление условное=1,6 МПа;

Диаметр=3000 мм;

Длина=15241 мм.

2.1.1 Расчет и подбор патрубков

Принимаем $\omega_H=2$ м/с- скорость движения водонефтяной эмульсии в патрубке, $\omega_T=30$ м/с- скорость движения нефтяного газа:

$$\omega_H := 2 \quad \text{м/с}$$

$$\omega_T := 30 \quad \text{м/с}$$

Находим скорость движения нефтегазовой смеси:

$$\omega_{HT} := \omega_H \cdot 0.0036 + \omega_T \cdot 0.9964 = 29.899 \quad \text{м/с}$$

$$Q_{Ж} := 7200 \quad \text{м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{Г} := 700000 \quad \text{м}^3/\text{сут}$$

Определяем диаметр патрубка для входа нефтегазовой смеси:

$$d_{y_{\text{вход}}} := \sqrt{4 \cdot \frac{Q_{Ж} + Q_{Г}}{\pi \cdot \omega_{HT} \cdot 24 \cdot 3600}} = 0.59 \quad \text{м}$$

Принимаем штуцер $Dy=600$ мм и соответствующий фланец [3]

Определяем диаметр патрубка для выхода водонефтяной эмульсии:

$$d_{y_{\text{выходжидкости}}} := \sqrt{4 \cdot \frac{Q_{Ж}}{\pi \cdot \omega_H \cdot 24 \cdot 3600}} = 0.23 \quad \text{м}$$

Принимаем штуцер $Dy=250$ мм и соответствующий фланец [3]

Определяем диаметр патрубка для выхода газа:

$$d_{y_{\text{выходгаза}}} := \sqrt{4 \cdot \frac{Q_{Г}}{\pi \cdot \omega_T \cdot 24 \cdot 3600}} = 0.586 \quad \text{м}$$

Принимаем штуцер $Dy=600$ мм и соответствующий фланец [3]

Таблица 2.1 - Основные размеры фланцев

<u>Dy,мм</u>	Dф	Dб	dб	<u>Z,шт</u>	M,кг
250	405	355	M24	12	14,6
600	740	700	M20	28	48,8

2.2 Механический расчет НГС

На рисунке 2.1 представлена расчетная схема нефтегазового сепаратора.

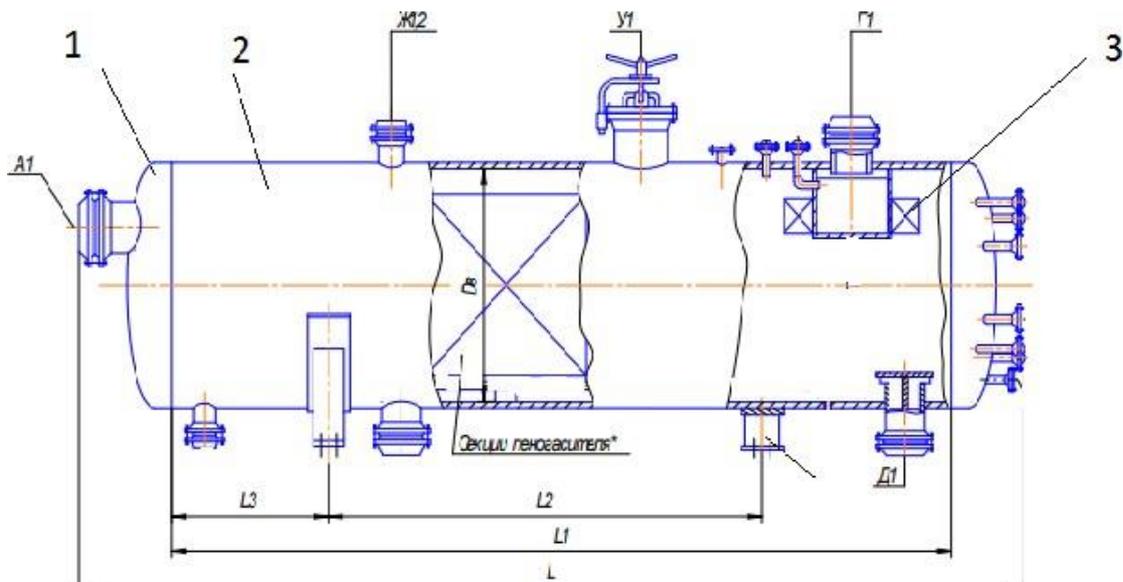


Рисунок 2.1- Расчетная схема нефтегазового сепаратора

- А1- вход нефтегазовой смеси;
- Ж1,2- предохранительный клапан;
- У1- люк -лаз;
- Г1- выход газа;
- Д1- выход водонефтяной эмульсии;
- 1- эллиптическая крышка;
- 2-обечайка;
- 3-каплеуловитель.

2.2.1 Расчетные параметры

Расчетное напряжение

Основные характеристики стали определяются согласно с ГОСТ 34233.1 2017 [4]:допускаемое напряжение, предел текучести, модуль упругости.

Принимаем расчетную температуру

$$t_p := 30 \quad ^\circ\text{C}$$

Выбор стали для корпуса и фланцев сепаратора обоснован в первую очередь хладостойкостью данной стали. Так как аппарат устанавливается на открытой площадке, температура воздуха в зимнее время может достигать -40°C . Согласно данным [3] выберем сталь 09Г2С, которая используется при рабочей температуре от -40°C до $+475^\circ\text{C}$, и относится к углеродистым низколегированным сталям. Обладает легкой свариваемостью и высокой механической прочностью.

Допускаемое напряжение определим согласно [4]:
при температуре 20 °С

$$\sigma_{д20} := 196 \quad \text{МПа}$$

При температуре внутри аппарата

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma_{д30} := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix}$$

$$\sigma_{д30} := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma_{д30}, t_p), 0.5) \quad \sigma_{д30} = 193.5 \quad \text{МПа}$$

Рабочее давление в кожухе аппарата $P_p := 0.6 \quad \text{МПа}$

Коэффициент прочности продольных сварных швов обечайки определяем при условии, что стыковые швы выполняются автоматической сваркой с двусторонним сплошным проваром при длине контролируемых швов 100%, по таблице, в соответствии с рекомендацией [3]:

$$\phi_p := 1$$

Прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов

Скорость коррозии материала от действия заданной среды:

$$П := 0.01 \quad \text{мм/год}$$

Срок эксплуатации аппарата:

$$t_b := 20 \quad \text{лет}$$

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:

$$c_1 := П \cdot t_b = 0.2 \quad \text{мм}$$

Поправка на минусовое отклонение, согласно ГОСТ 199032015:

$$c_2 := 0.8 \quad \text{мм}$$

На утонение стенки элемента сосуда при технологических операциях:

$$c_3 := 0.2 \quad \text{мм}$$

Прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов:

$$c := \text{ceil}(c_1 + c_2 + c_3) = 2 \quad \text{мм}$$

Расчет давлений

Давление в аппарате:

Расчетное давление в аппарате при рабочих условиях

$$P_p := 0.6 \quad \text{МПа}$$

Давление при гидравлических испытаниях

$$P_{И} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{\sigma_{д20}}{\sigma_{д30}} = 0.76 \quad \text{МПа}$$

Условное давление

$$P_{усл} := P_p \cdot \frac{\sigma_{д20}}{\sigma_{д30}} = 0.608 \quad \text{МПа}$$

2.2.2 Расчет толщин стенок

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки

На рисунке 2.2 представлена расчетная схема цилиндрической обечайки аппарата

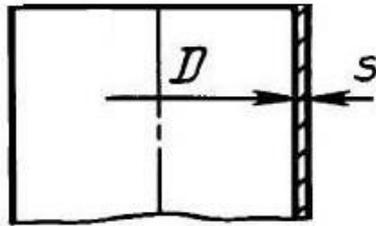


Рисунок 2.2 Расчетная схема обечайки аппарата

Расчет ведем по [5]

$$D_{ВН} := 3000 \quad \text{мм} \quad \text{Диаметр аппарата}$$

$$s_p := \max \left(\left(\frac{P_p \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \sigma_{д30} \cdot \phi_p - P_p} \right), \left(\frac{P_{И} \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p - P_{И}} \right) \right) \quad s_p = 5.825 \quad \text{мм}$$

Исполнительная толщина стенки аппарата:

$$s_{\text{мм}} := \text{ceil}(s_p + c) = 8$$

Принимаем исполнительную толщину стенки с учетом ряда стандартных толщин:

$$s_{\text{мм}} := 15 \quad \text{мм}$$

Так как $\left(\frac{s - c}{D_{ВН}} \right) = 4.333 \times 10^{-3} < 0.1$, условия применения формул выполняются

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формуле:

В рабочем состоянии

$$P_d := \frac{2 \cdot \sigma_{д30} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D_{ВН} + 0.5(s - c)} \quad P_d = 1.673 \quad \text{МПа}$$

При испытаниях

$$P_{д.и} := \frac{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D_{вн} + 0.5(s - c)} \quad P_{д.и} = 1.695 \quad \text{МПа}$$

По условию рабочее давление $P = 0,6$ МПа, а рассчитанное допускаемое давление $P_{д} = 1,673$ МПа, следовательно допустимо нагружать обечайку рабочим давлением $P = 0,6$ МПа.

Расчет толщины стенки эллиптической крышки корпуса аппарата

На рисунке 2.3 представлена расчетная схема эллиптической крышки аппарата

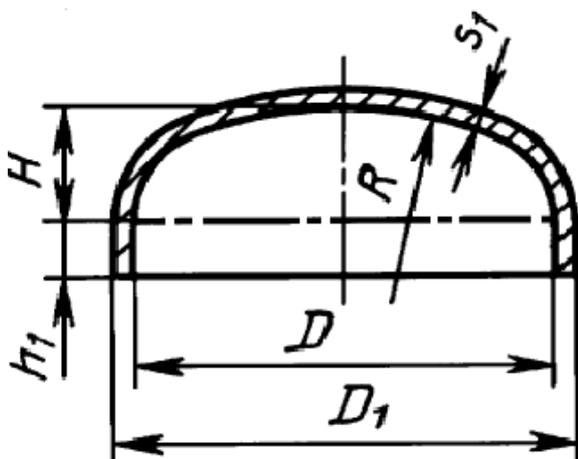


Рисунок 2.3 Расчетная схема эллиптической крышки

Расчет ведем по [5]

$$D_{вн.кожуха} := 3000 \quad \text{мм}$$

Высота эллиптической крышки должна быть найдена из допуска:

$$0.2 < \frac{H}{D} < 0.5$$

$$H := 0.25 \cdot D_{вн.кожуха} \quad \text{где } H \text{ это высота эллиптической крышки, мм}$$

$$H = 750 \quad \text{мм}$$

$$R_1 := \frac{D_{вн.кожуха}^2}{4 \cdot H} = 3 \times 10^3$$

Рассчитаем исполнительную толщину стенки:

$$s_{э.р} := \max \left(\left(\frac{P_p \cdot R_1}{2 \cdot \sigma_{д30} \cdot \phi_p - 0.5 P_p} \right), \left(\frac{P_{и} \cdot R_1}{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p - 0.5 P_{и}} \right) \right) \quad s_{э.р} = 5.82 \quad \text{мм}$$

$$s := s_{э.р} + c \quad s = 7.82 \quad \text{мм}$$

Принимаем исполнительную толщину стенки с учетом ряда стандартных толщин:

$$s := 15 \quad \text{мм}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формуле:

В рабочем состоянии

$$P_{д.р} := \frac{2 \cdot \sigma_{д30} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{R_1 + 0.5(s - c)} \quad P_{д.р} = 1.673 \quad \text{МПа}$$

При испытаниях

$$P_{д.и} := \frac{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{R_1 + 0.5(s - c)} \quad P_{д.и} = 1.695 \quad \text{МПа}$$

Применимость формул по [5]

$$\frac{s - c}{D_{\text{вн.кожуха}}} = 4.333 \times 10^{-3} \quad (0.002 < 4.333 \times 10^{-3} < 0.1) \quad \text{Формулы применимы}$$

2.2.3 Расчет укрепления отверстий

Расчет укрепления отверстий в цилиндрической обечайке

Расчет по [9]

Исходные данные:

Внутренний диаметр оболочки $D := 3000 \quad \text{мм}$

Внутреннее давление на цилиндрическую обечайку $P_{\text{вн}} := 0.6 \quad \text{МПа}$

Расчётная температура $t_R := 30 \quad ^\circ\text{C}$

Исполнительная толщина стенки оболочки $s := 15 \quad \text{мм}$

Диаметр отверстия $d_1 := 600 \quad \text{мм}$

Прибавка расчетной толщины стенки $c := 2 \quad \text{мм}$

Коэффициент прочности сварных швов $\phi := 1$

Допускаемое напряжение для стали при $20 \quad ^\circ\text{C}$ $\sigma_{20} := 196 \quad \text{МПа}$

Минимальное значение предела текучести стали при $20 \quad ^\circ\text{C}$ $R_{p1.0} := 300 \quad \text{МПа}$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре:

Проверка условий необходимости дальнейшего расчета укреплений отверстий:

$$\text{пров3} := \begin{cases} \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"} & \text{if } d_o \geq d_{p1} \\ \text{"требуется укрепление отверстий"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\overline{\text{пров3}} = \text{"требуется укрепление отверстий"}$$

Диаметр укрепляемых элементов

Для штуцера на цилиндрической обечайке

$$D_{p1} := D$$

Расчетные длины штуцеров:

$$l_1 := 250 \text{ мм}$$

$$d := 600 \text{ мм}$$

$$l_{1p} := \min \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (s - c)} \right] = 110.764$$

$$l_{3p} := 0$$

$$l_2 := 200 \text{ ширина кольца} \quad \text{мм}$$

$$s_2 := 8 \text{ толщина кольца} \quad \text{мм}$$

$$l_{2p} := \min \left[l_2, \sqrt{D \cdot (s_2 + s - c)} \right] = 200$$

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах при отсутствии торообразной вставки или вварного кольца:

$$l_p = 197.484 \text{ мм}$$

Отношения допускаемых напряжений, поскольку штуцер, накладное кольцо и обечайка изготовлены из одного материала:

$$\chi_1 := 1 \quad \chi_2 := 1 \quad \chi_3 := 1$$

$$d_p := 612 \text{ мм} \quad \text{наружный диаметр патрубка}$$

$$A_1 := l_{1p} \cdot (s - s_p - c) \cdot \chi_1 = 794.734$$

$$A_2 := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 = 1.6 \times 10^3$$

$$A_3 := 0$$

$$A_{p.c.} := l_p \cdot (s - s_p - c) = 1.417 \times 10^3$$

$$A_p := 0.5 \cdot (d_p - d_o) \cdot s_p = 135.432$$

$$\text{Summ} := A_1 \cdot \chi_1 + A_2 \cdot \chi_2 + A_3 \cdot \chi_3 + A_{p.c.} = 3.812 \times 10^3$$

$$\text{Prov} := \begin{cases} \text{"условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } \text{Summ} > A_p \\ \text{"условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{т.е.} \\ \text{т.е.} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Расчет укрепления отверстий в эллиптической крышке

Расчет по [9]

Исходные данные:

Внутренний диаметр оболочки $D := 3000 \text{ мм}$

Высота эллиптической крышки $H = 750 \text{ мм}$

Внутреннее давление на цилиндрическую обечайку $P_{вн} := 0.6 \text{ МПа}$

Расчётная температура $t_R := 30 \text{ } ^\circ\text{C}$

Исполнительная толщина стенки оболочки $s := 15 \text{ мм}$

Диаметр отверстия $d_1 := 600 \text{ мм}$

Прибавка расчетной толщины стенки $c := 2 \text{ мм}$

Коэффициент прочности сварных швов $\phi := 1$

Допускаемое напряжение для стали при $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$

Минимальное значение предела текучести стали при $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ $K_{p1.0} := 300 \text{ МПа}$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре:

$$\sigma_d := 193.5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при нормальных условиях:

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

Давление при испытании на прочность:

$$P_{исп} := 1.25 \cdot P_{вн} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_d} = 0.76 \text{ МПа}$$

Расчетные внутренние диаметры укрепляемых элементов определяем согласно с [9]

Для штуцера на эллиптической крышке

$x := 750 \text{ мм}$ расстояние от оси крышки до оси укрепляемого штуцера

$$D_{p1} := \frac{D^2}{2H} \cdot \sqrt{1 - 4 \frac{D^2 - 4H^2}{D^4} \cdot x^2} = 5.408 \times 10^3 \text{ мм}$$

Расчетные диаметры отверстия:

$$d_{p1} := \frac{d1 + 2c}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x}{D_{p1}}\right)^2}} = 628.663 \quad \text{мм}$$

$$d_{p1} = 628.663 \quad \text{мм}$$

Расчетные длины штуцера:

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах при отсутствии торообразной вставки или вварного кольца:

$$l_p := \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} \quad l_p = 265.157 \quad \text{мм}$$

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий

$$\text{пров1} := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{d_{p1} - 2 \cdot c}{D} \geq 1\right) \\ \text{"Отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{s - c}{D} \geq 0.1\right) \\ \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\boxed{\text{пров1} = \text{"Условия применения формул выполняются"}}$$

$$s_{пр} := 5.82 \quad \text{Расчетная толщина стенки обечайки}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия не требующего укрепления:

$$d_o := 2 \cdot \left(\frac{s - c}{s_p} - 0.8\right) \cdot \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} = 760.299 \quad \text{мм}$$

Проверка условий необходимости дальнейшего расчета укреплений отверстий:

$$\text{пров3} := \begin{cases} \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"} & \text{if } d_o \geq d_{p1} \\ \text{"требуется укрепление отверстий"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\boxed{\text{пров3} = \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"}}$$

2.2.4 Расчет фланцевого соединения

Расчет фланцевого соединения, люка-лаза по [6].

Материал обечайек и фланцев 09Г2С.

Материал болтов 40Х по ОСТ 26-291-94 [7].

Материал прокладки паронит маслобензостойкий по ГОСТ 481-80 [8], т.к. среда относительно агрессивна, а также материал подходит по таким параметрам как давление и температура.

Среда взрывоопасна, поэтому уплотнительная поверхность выбрана типа шип-паз.

На рисунке 2.5 представлена расчетная схема фланцевого соединения типа шип-паз.

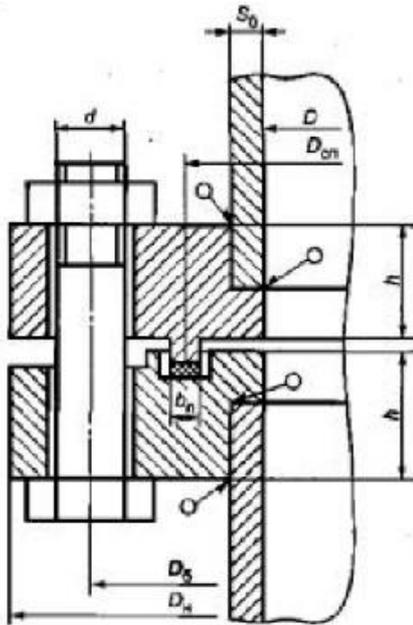


Рисунок 2.5 - Расчетная схема фланцевого соединения типа шип-паз

$D := 600$ мм	Диаметр люка-лаза
$n := 28$ шт	Количество шпилек
$t := 30$ °C	Расчетная температура, при которой работает фланец
$P := 0.6$ МПа	Максимальное давление, действующее на фланец
$D_n := 740$ мм	Диаметр фланца наружный наружный
$D_{б.о} := 700$ мм	Диаметр болтовых отверстий
$h := 40$ мм	Толщина тарелки фланца
$D_{ш} := 20$ мм	Диаметр шпилек
$D_{нп} := 663$ мм	Наружный диаметр прокладки
$S_0 := 15$ мм	Толщина стенки кожуха
$M := 0$ Н·мм	Изгибающий момент
$F := 0$ Н	Осевая растягивающая сила

Шпильки М20

Определение расчетных параметров

Расчетные температуры

Расчетная температура неизолированных фланцев

$$t_{\phi} := 0.96t \quad t_{\phi} = 28.8$$

Расчетная температура шпилек

$$t_6 := 0.85 \cdot t = 25.5$$

Допускаемое напряжение для материала шпилек

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

$$\sigma_{д.6} := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_6), 0.5) \quad \sigma_{д.6} = 230 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости для шпилек при рабочей температуре

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad E := \begin{pmatrix} 2.14 \cdot 10^5 \\ 2.11 \cdot 10^5 \end{pmatrix}$$

$$E_6 := \text{Floor}(\text{linterp}(t, E, t_6), 0.01) \quad E_6 = 2.138 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для шпилек при $t=20^\circ\text{C}$ $\sigma_{20.6} := 230 \quad \text{МПа}$

Модуль упругости для шпилек при температуре испытания $E_{206} := 2.18 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$

Коэффициент линейного расширения стали 40X при $t=20-400^\circ\text{C}$

$$\alpha_6 := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad \frac{1}{\text{K}}$$

Поскольку фланцы изготавливаются из того же материала что и обечайка, то расчетные значения примем такими же как и для материала обечайки.

$$\sigma_{д} := 193.5 \quad \text{МПа} \quad \text{допускаемое напряжение для стали 09Г2С}$$

$$\sigma_{д.20} := 196 \quad \text{МПа} \quad \text{допускаемое напряжение для стали 09Г2С при } 20^\circ\text{C}$$

$$E_{20} := 1.99 \cdot 10^5 \quad \text{МПа} \quad \text{Модуль упругости для стали 09Г2С при } 20^\circ\text{C}$$

$$E := 1.98 \cdot 10^5 \quad \text{МПа} \quad \text{Модуль упругости для стали 09Г2С при рабочей температуре}$$

$$\alpha_{\phi} := 12.6 \cdot 10^{-6} \quad \frac{1}{\text{K}} \quad \text{Коэффициент линейного расширения для стали 09Г2С при } t=20-200^\circ\text{C}$$

Из рекомендации в ГОСТ481-80 выбираем толщину прокладки 3 мм.

Эффективная ширина плоской прокладки, b_0

$$b_{\Pi} := 14$$

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

$$b_0 = 14$$

Характеристики прокладки по ГОСТ 481-80

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

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

$q_d := 130 \text{ МПа}$ Допускаемое удельное давление

$K_{обж} := 0.9$ Коэффициент обжатия

$E_{П} := 2000 \text{ МПа}$ Условный модуль сжатия прокладки

Усилие,необходимое для смятия прокладки при затяжке

$$D_{сп} := D_{нп} - b_0 = 649$$

$$P_{обж} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot |P|$$

$$P_{обж} = 2.141 \times 10^4 \text{ Н}$$

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

$$R_{П} := \begin{cases} (\pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot P) & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$R_{П} = 4.282 \times 10^4 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечения болтов(шпилек) приложение Д.1 [6]:

$$f_b := 225 \text{ мм}^2$$

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

$$A_b := n \cdot f_b \quad A_b = 6.3 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_d := 0.785 \cdot D_{сп}^2 \cdot P \quad Q_d = 1.984 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$Q_{FM} := F + \frac{4 \cdot M}{D_{сп}} = 0$$

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

$$b := 0.5(D_{б.о} - D_{сп}) \quad b = 25.5 \text{ мм}$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев

$$e := 0.5 \cdot (D_{сп} - D - S_0) \quad e = 17 \text{ мм}$$

Податливость прокладки

$$h_{П} := 3$$

$$y_{\Pi} := \frac{h_{\Pi} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\Pi}} = 4.729 \times 10^{-8}$$

$L_{60} := 85$ мм Длина шпильки, найдена исходя из толщины фланцев и прокладки

$d := 20$ мм внешний диаметр шпильки, т.к. был выбрана шпилька M20

$$L_6 := L_{60} + 0.56 \cdot d$$

$$L_6 = 96.2 \text{ мм}$$

Податливость шпилек

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} \quad y_6 = 7.005 \times 10^{-8} \quad \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

Расчетные параметры фланцев:

параметр длины обечайки

$s_0 := 15$ толщина обечайки

$$l_0 := \sqrt{D \cdot s_0} \quad l_0 = 94.868 \text{ мм}$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_{\text{н}}}{D} = 1.233$$

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad \beta_T = 1.824$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad \beta_U = 10.314$$

$$\beta_Y := \frac{1}{K - 1} \left(0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{K^2 - 1} \right) \quad \beta_Y = 9.475$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad \beta_Z = 4.838$$

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

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

Коэффициент λ

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot S_0^2} \quad \lambda = 0.919$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot l_0 \cdot S_0^2 \cdot E_{20}} \quad y_\Phi = 1.283 \times 10^{-10} \quad \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_{6.o}}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H}$$

$$y_{\Phi H} = 3.598 \times 10^{-11}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками(болтами)

$$C_F := \max \left[1, \sqrt[3]{\frac{\pi \cdot D_{6.o}}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right] = 1$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык фланцев

$$\gamma := \frac{1}{y_\Pi + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E}} \quad \gamma = 3.492 \times 10^6$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_\Pi - 2e \cdot y_\Phi \cdot b}{y_\Pi + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_\Phi} \quad \alpha = 1.225$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{сп}} \right)}{y_6 + y_\Pi \cdot \left(\frac{D_{6.o}}{D_{сп}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b^2} \quad \alpha_M = 0.857$$

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

$$\alpha_{\phi 1} := \alpha_{\phi} \quad \alpha_{\phi 2} := \alpha_{\phi 1} \quad \alpha_{ш 1} := \alpha_{\phi} \quad h_{ш} := 3 \quad t_{\phi 1} := t_{\phi}$$

$$h_1 := h \quad h_2 := h_1 \quad \alpha_{ш 2} := \alpha_{ш 1} \quad t_{\phi 2} := t_{\phi 1}$$

$$Q_t := \gamma \cdot [(\alpha_{\phi 1} \cdot h_1 + \alpha_{ш 1} \cdot h_{ш}) \cdot (t_{\phi 1} - 20) + (\alpha_{\phi 2} \cdot h_2 + \alpha_{ш 2} \cdot h_{ш}) \cdot (t_{\phi 2} - 20) - \alpha_{\phi} \cdot (h_1 + h_2) \cdot (t_{\phi} - 20)]$$

$$Q_t = 1.286 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

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

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

$$P_{\phi 1} = 2.858 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

$$P_{\phi 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\phi} \cdot \sigma_{20.6})$$

$$P_{\phi 2} = 5.796 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

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

$$P_{\phi M} := \max(P_{\phi 2}, P_{\phi 1}) \quad P_{\phi M} = 5.796 \times 10^5$$

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

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

$$P_{\phi p} = 5.478 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Проверка прочности болтов(шпилек) и прокладки

Расчетные значения в болтах(шпильках)

При затяжке:

$$\sigma_{\phi 1} := \frac{P_{\phi M}}{A_{\phi}} \quad \sigma_{\phi 1} = 92 \quad \text{МПа}$$

В рабочих условиях

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} \quad \sigma_{62} = 86.958 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Usl_bolti} := \begin{cases} \text{"Условия прочности при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{20.6} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д.6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} \quad q = 20.305 \quad \text{МПа} \quad q_d = 130 \quad \text{МПа}$$

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

$$\text{Usl_prokl} = \text{"Условия прочности прокладки выполняются"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланец при затяжке

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b \quad M_M = 1.478 \times 10^7 \quad \text{Н·мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях

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

$$M_p = 1.734 \times 10^7 \quad \text{Н·мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца

$$c_0 := 2 \quad \text{мм} \quad \text{прибавка на коррозию}$$

$D_{пр}$ - приведенный диаметр фланца

$$D_{пр} := 600$$

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{пр}} = 158.664 \quad \sigma_{0M} = 158.664 \quad \text{МПа}$$

Напряжение в тарелке приварного встык фланца или плоского в условиях затяжки
радиальное напряжение

$$\sigma_{RМ} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M \quad \sigma_{RМ} = 25.311 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{ТМ} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RМ} \quad \sigma_{ТМ} = 23.413 \quad \text{МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

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

$$\sigma_{0P} := \frac{M_P}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{ПР}} \quad \sigma_{0P} = 186.175 \quad \text{МПа}$$

максимальные меридиональные мембранные напряжения во втулке приварного встык фланца

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

$$\sigma_{0MP} = 7.898 \quad \text{МПа}$$

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

радиальное напряжение

$$\sigma_{RП} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_P \quad \sigma_{RП} = 29.7 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{ТП} := \frac{\beta_Y \cdot M_P}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RП} \quad \sigma_{ТП} = 27.472 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{dл} := 194.5 \quad \sigma_{d0} := 196$$

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"

KT := 1 коэффициент, учитывающий стесненность температурных деформаций

Для плоских фланцев с $D > 400$ по [6] принимаем, что σ_0 равно:

$$\sigma_R := 3 \cdot \sigma_d = 583.5 \quad \text{МПа} \quad \text{по гост 34233.1-2017 [4]}$$

$$\sigma_0 := \frac{1.3}{KT} \cdot \sigma_R = 758.55 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Usl}_3 := \begin{cases} \text{PR}_1 & \text{if } \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) > KT \cdot \sigma_0 \\ \text{PR}_2 & \text{if } \max(|\sigma_{0P} - \sigma_{0MP} + \sigma_{TP}|, |\sigma_{0P} - \sigma_{0MP} + \sigma_{RP}|, |\sigma_{0P} + \sigma_{0MP}|) > KT \cdot \sigma_0 \\ \text{PR}_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_3 = "Условия статической прочности выполняются"

Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца

$$\Theta := M_p \cdot Y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E}$$

$$\Theta = 2.236 \times 10^{-3}$$

Допустимый угол поворота плоского фланца

$$\Theta_d := 0.013$$

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

Usl_P = "Условие поворота плоского фланца выполняется"

2.2.5 Расчет веса аппарата

Исходные данные:

$$H_{ob} := 13 \quad \text{м} \quad \text{Длина обечайки}$$

$$D_B := 3 \quad \text{м} \quad \text{Внутренний диаметр корпуса}$$

$$D_{B1} := 3 \quad \text{м} \quad \text{Внутренний диаметр днища корпуса}$$

$$s := 0.0015 \quad \text{м} \quad \text{Толщина стенки корпуса}$$

$$\rho_{met} := 7800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad \text{Плотность стали в аппарате}$$

$$\sigma_{дн} := 193.5 \quad \text{МПа} \quad \text{Допускаемое напряжение стали при рабочей температуре}$$

$$\sigma_{дн,20} := 196 \quad \text{МПа} \quad \text{Допускаемое напряжение стали при температуре гидравлических испытаний}$$

$$E_K := 1.98 \cdot 10^5 \quad \text{МПа} \quad \text{Модуль упругости для стали при рабочей температуре}$$

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

Определим вес обечайки:

$$G_{об} := \pi \cdot (D_B + s) \cdot s \cdot H_{об} \cdot \rho_{мет} \cdot g = 1.406 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Площадь днища корпуса:

$$R_{ДН} := \frac{D_{B1}}{2} = 1.5 \quad \text{м}$$

$$S_{ДН} := \pi \cdot R_{ДН}^2 = 7.069 \quad \text{м}^2$$

Вес днища

$$G_{Д} := 2(S_{ДН} \cdot s \cdot \rho_{мет} \cdot g) = 1.621 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Вес опор с подкладным листом:

$$G_{опор} := 360 \quad \text{Н}$$

Тогда вес пустого аппарата:

$$G_{АПП} := G_{Д} + G_{об} + G_{опор} = 1.604 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Определим вес аппарата при испытаниях:

Объемы днищ внутренним диаметром 3000 и 3000 мм соответственно, согласно [7]

$$V_{Д1} := 3.942 \quad \text{м}^3 \quad V_{Д2} := 3.942 \quad \text{м}^3$$

$$\rho_V := 1000 \quad \text{плотность воды} \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Масса воды при испытаниях

$$m_{ВОД1} := \pi \cdot \frac{D_B^2}{4} \cdot H_{об} \cdot \rho_V + \rho_V \cdot (V_{Д1} + V_{Д2}) = 9.978 \times 10^4 \quad \text{кг}$$

Вес воды:

$$G_{ВОД} := m_{ВОД1} \cdot g = 9.778 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Вес аппарата, заполненного жидкостью в условиях испытаний:

$$G_{АПРЗ} := G_{АПП} + G_{ВОД} = 9.938 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

2.2.6 Подбор и расчёт опоры

Расчет ведем по [10]

Сосуды работающие под внутренним избыточным давлением.

На рисунке 2.6 представлена расчетная схема неподвижной опоры, а на рисунке 2.7 расчетная схема подвижной опоры.

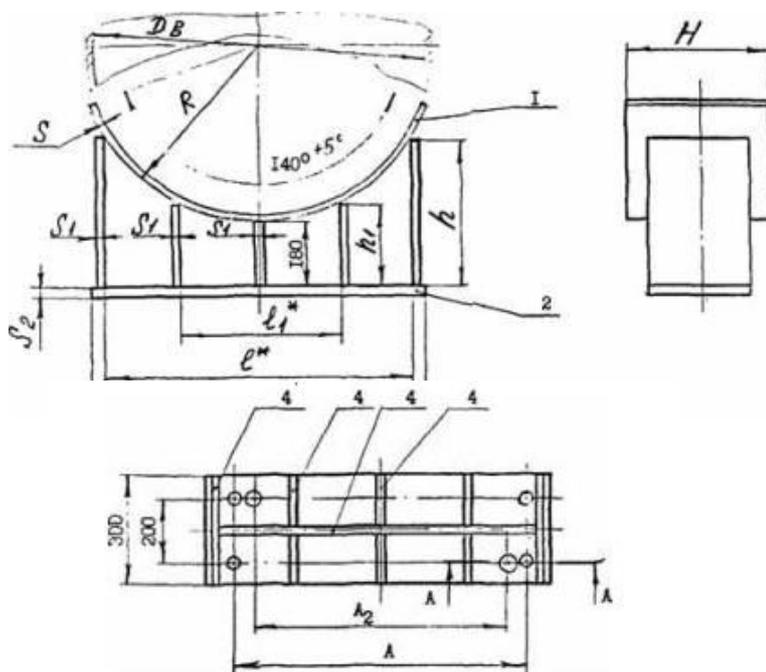


Рисунок 2.6 - Расчетная схема опоры неподвижной

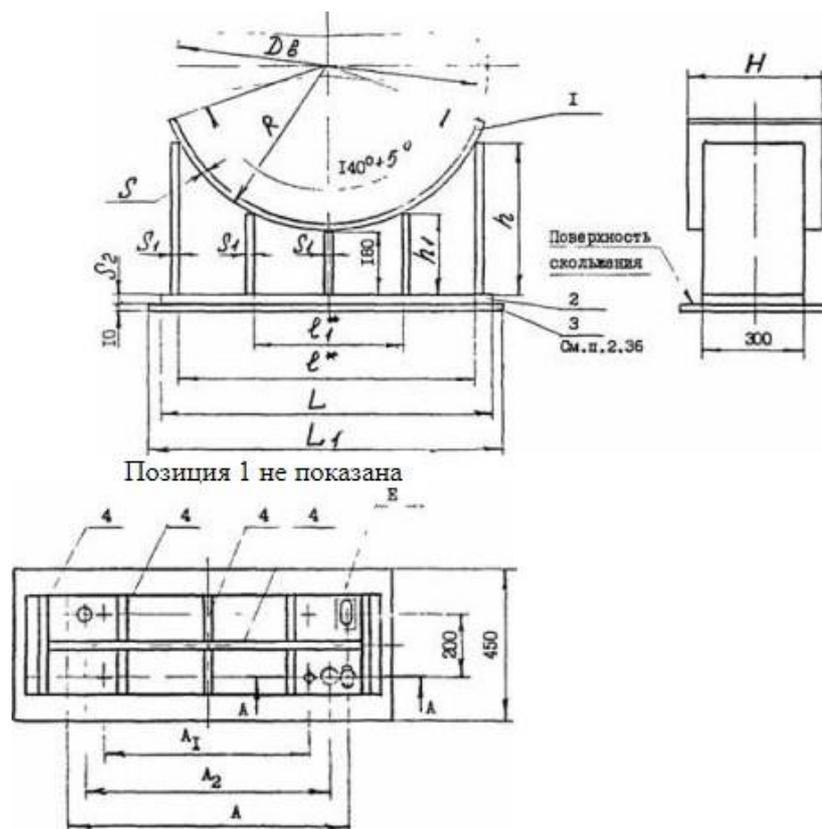


Рисунок 2.7 - Расчетная схема опоры подвижной

Исходные данные:

Аппарат изготовлен из стали 09Г2С

$\rho := 7850$ кг/м³ плотность материала

$H := 750$ мм высота выпуклой части дна по внутренней поверхности без учета цилиндрической отбортовки

$L := 13120$ мм	длина цилиндрической части сосуда, включая длину цилиндрической отбортовки днища
$D := 3000$ мм	внутренний диаметр цилиндрической обечайки или выпуклого днища
$p_{rab} := 0.6$ МПа	внутреннее избыточное давление
$\phi := 1$	коэффициент прочности сварных швов обечайки, расположенных в области опорного узла
$E := 1.98 \cdot 10^5$ МПа	модуль продольной упругости при расчетной температуре
$b := 300$ мм	ширина седловой опоры
$s_2 := 18$ мм	исполнительная толщина подкладного листа
$b_2 := 450$ мм	ширина подкладного листа
$\sigma_t := 193.5$ МПа	допускаемое напряжение при расчетной температуре
$\sigma_T := 209.38$ МПа	предел текучести при расчетной температуре
$G := 9.88 \cdot 10^5$ Н	вес аппарата
$\sigma_{20} := 196$ МПа	допускаемое напряжение при температуре 20 °С
$a := 2560$ мм	длина выступающей цилиндрической части сосуда, включая отбортовку днища
$e := a + H$ мм	длина свободновыступающей части эквивалентного сосуда
$t_{rab} := 30$ °С	рабочая температура в аппарате
$c := 2$ мм	сумма прибавок к расчетной толщине стенки
$\delta_1 := 120\text{-deg}$ град	угол охвата седловой опоры
$\delta_2 := 140\text{-deg}$ град	угол охвата сосуда подкладным листом

В качестве основной расчётной схемы принимаем цилиндрический сосуд постоянного сечения симметрично опертый на две седлообразные опоры представленный на рисунке 2.8.

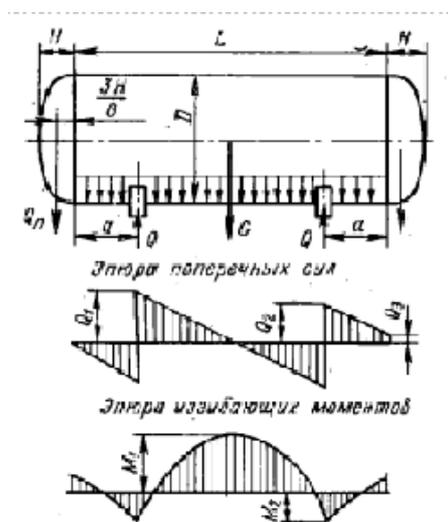


Рисунок 2.8 - Расчетная схема седловых опор

Выберите условие нагружения:

$$z := \boxed{}$$

Выберите условие работы аппарата:

$$o := \boxed{}$$

Расчётные данные:

Расчётная температура

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

$$t = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Допускаемое напряжение при расчетной температуре:

Принимаем по ГОСТ 34233.1-2017 при расчётной температуре $t=30^\circ\text{C}$

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

$$\sigma_d = 193.5 \text{ МПа}$$

Расчётное давление:

$$p := \begin{cases} p_{\text{rab}} & \text{if } o = 1 \\ 1.25 \cdot p_{\text{rab}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} & \text{if } o = 2 \end{cases}$$

$$p = 0.6 \text{ МПа}$$

Исполнительная толщина стенки:

$$s_r := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - p}$$

$$s := \text{floor}(s_r + c + 1)$$

$$s = 7 \text{ мм}$$

$s := 15$ мм
Допускаемое наружное давление

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

$$p_d := \begin{cases} p_{dp} \leftarrow \frac{2 \cdot \sigma_d \cdot (s - c)}{D + (s - c)} \\ B_1 \leftarrow \min \left[1.0, 9.45 \cdot \frac{D}{L} \cdot \sqrt{\frac{D}{100 \cdot (s - c)}} \right] \\ p_{dE} \leftarrow \frac{2.08 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y \cdot B_1} \cdot \frac{D}{L} \cdot \left[\frac{100 \cdot (s - c)}{D} \right]^{2.5} \\ p_d \leftarrow \frac{p_{dp}}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_{dp}}{p_{dE}} \right)^2}} \end{cases}$$

$$p_d = 0.048 \quad \text{МПа}$$

Нагрузки на корпус аппарата:

$$q := \frac{G}{L + \frac{4 \cdot H}{3}} \quad q = 69.972 \quad \frac{\text{Н}}{\text{мм}}$$

$$M_0 := q \cdot \frac{D^2}{16} \quad M_0 = 3.936 \times 10^7 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

Опорное усилие:

$$F_1 := \frac{G}{2}$$

$$F_1 = 4.94 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Момент над опорой:

$$M_1 := \frac{q \cdot e^2}{2} - M_0$$

$$M_1 = 3.439 \times 10^8 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

Максимальный момент между опорами:

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

$$M_{12} = 2.715 \times 10^8 \quad \text{Н·мм}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой:

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot H} \cdot F_1 \quad Q_1 = 2.799 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

Допускаемый изгибающий момент:

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

$$M_d = 1.443 \times 10^{10} \quad \text{Н·мм}$$

Дополнительные вычисления:

K9 - коэффициент, учитывающий частичное заполнение жидкостью

$$\frac{x}{D} := \frac{L}{D} \quad y := \frac{D}{(s - c)}$$

$$W1 := -0.20924 \cdot (x - 1) + 0.028702 \cdot x \cdot (x - 1) + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1)$$

$$W2 := -\left[0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) + 0.29936 \cdot 10^{-2} \cdot (x - 1) \cdot x^2 + 0.85692 \cdot 10^{-6} \cdot (x - 1) \cdot y^2 \right]$$

$$W3 := 0.88174 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 \cdot (x - 1) \cdot y - 0.75955 \cdot 10^{-8} \cdot y^2 \cdot (x - 1) \cdot x$$

$$W4 := 0.82748 \cdot 10^{-4} \cdot (x - 1) \cdot x^3 + 0.48168 \cdot 10^{-9} \cdot (x - 1) \cdot y^3$$

$$K_9 := \max(1.6 + W1 + W2 + W3 + W4, 1)$$

$$K_9 := 1$$

Проверка условия прочности:

$$\text{Проверка1} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется."} & \text{if } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \leq \sigma_d \cdot \phi \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется. Увеличить толщину стенки"} & \text{otherwise} \\ \text{"Проверка не выполняется"} & \text{if } z = 2 \end{cases}$$

$$\text{Проверка1} = \text{"Условие прочности выполняется."}$$

$$\text{Проверка1} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется."} & \text{if } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \leq \sigma_d \cdot \phi \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется. Увеличить толщину стенки"} & \text{otherwise} \\ \text{"Проверка не выполняется"} & \text{if } z = 2 \end{cases}$$

Проверка1 = "Условие прочности выполняется."

Проверка несущей способности обечайки, неукреплённой кольцами жесткости в области опорного узла.

Параметр, определяемый расстоянием до днища:

$$\gamma_w := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s - c)}{D}} \quad \gamma = 0.159$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры:

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s - c)}} \quad \beta_1 = 1.382$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба, действующие в области опорного узла

$$\sigma_{mx} := \frac{4 \cdot M_1}{\pi \cdot D^2 \cdot (s - c)} \quad \sigma_{mx} = 3.743 \quad \text{МПа}$$

Выберите вид обечайки:

u :=
 Цилиндрическая обечайка без подкладных листов
 Цилиндрическая обечайка с подкладными листами

$$w := \begin{cases} s - c & \text{if } u = 1 \\ (s - c) \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{s_2}{s - c}\right)^2} & \text{if } u = 2 \end{cases}$$

$$b_w := \begin{cases} b & \text{if } u = 1 \\ b_2 & \text{if } u = 2 \end{cases}$$

$$\delta_w := \begin{cases} \delta_1 & \text{if } u = 1 \\ \delta_2 & \text{if } u = 2 \end{cases}$$

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

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

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

Предельные напряжения изгиба σ_{i2}, σ_{i3} :

$$\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1} = 9.679 \times 10^{-6}$$

Коэффициенты для определения $\sigma_{ij} = K_1 \cdot K_2 \cdot \sigma_d$

$$K_2 := \begin{cases} 1.25 & \text{if } o = 1 \\ 1.05 & \text{if } o = 2 \end{cases}$$

$$K_2 = 1.25$$

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

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

K_{12} - коэффициент, учитывающий влияние угла охвата

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

K_{14} - коэффициент, учитывающий влияние угла охвата

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

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

$$K_{16} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot \gamma)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot \delta}} \quad K_{16} = 0.759$$

K_{17} - коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры

$$K_{17} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{w} \cdot \frac{b}{D}} \cdot \delta}$$

K_{13} - коэффициент, учитывающий влияние угла охвата

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

K_{15} - коэффициент, учитывающий влияние расстояние до днища

$$K_{15} := \min\left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{\gamma + 6 \cdot \gamma}}{\delta}\right) \quad K_{15} = 0.608$$

K_{11} - коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры

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

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

$$v_{13} := \frac{-0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta)}$$

$$v_{212} := -\sigma_{\text{mx}} \cdot \frac{1}{K_2 \cdot \sigma_d}$$

$$v_{213} := 0$$

$$v_{222} := \left(\frac{p \cdot D}{4 \cdot w} - \sigma_{\text{mx}} \right) \cdot \frac{1}{K_2 \cdot \sigma_d}$$

$$v_{223} := \frac{p \cdot D}{2 \cdot w} \cdot \frac{1}{K_2 \cdot \sigma_d}$$

$$K_{112} := \frac{1 - v_{212}^2}{\left(\frac{1}{3} + v_{12} \cdot v_{212} \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + v_{12} \cdot v_{212} \right)^2 + \left(1 - v_{212}^2 \right) \cdot v_{12}^2}}$$

$$K_{112} = 1.376$$

$$K_{122} := \frac{1 - v_{213}^2}{\left(\frac{1}{3} + v_{13} \cdot v_{213} \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + v_{13} \cdot v_{213} \right)^2 + \left(1 - v_{213}^2 \right) \cdot v_{13}^2}}$$

$$K_{122} = 0.501$$

$$K_{113} := \frac{1 - v_{222}^2}{\left(\frac{1}{3} + v_{12} \cdot v_{222} \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + v_{12} \cdot v_{222} \right)^2 + \left(1 - v_{222}^2 \right) \cdot v_{12}^2}}$$

$$K_{113} = 1.461$$

$$K_{123} := \frac{1 - v_{223}^2}{\left(\frac{1}{3} + v_{13} \cdot v_{223} \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + v_{13} \cdot v_{223} \right)^2 + \left(1 - v_{223}^2 \right) \cdot v_{13}^2}}$$

$$K_{123} = 0.641$$

$$K_{1,2} := \min(K_{112}, K_{122}) \quad K_{1,2} = 0.501$$

$$K_{1,3} := \min(K_{113}, K_{123}) \quad K_{1,3} = 0.641$$

$$\sigma_{i2} := K_{1,2} \cdot K_2 \cdot \sigma_d \quad \sigma_{i2} = 121.272 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{i3} := K_{1.3} \cdot K_2 \cdot \sigma_d \quad \sigma_{i3} = 155.023 \quad \text{МПа}$$

$$F_{d2} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{i2} \cdot \sqrt{D \cdot w} \cdot (w)}{K_{10} \cdot K_{12}} \quad F_{d2} = 8.881 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

$$F_{d3} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3} \cdot \sqrt{D \cdot w} \cdot (w)}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17}} \quad F_{d3} = 1.317 \times 10^6 \quad \text{Н}$$

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

Проверка условия прочности:

$$\text{Проверка3} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется."} & \text{if } F_1 \leq \min(F_{d2}, F_{d3}) \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется."} & \text{otherwise} \\ \text{"Проверка не выполняется"} & \text{if } z = 2 \end{cases}$$

$$\text{Проверка3} = \text{"Условие прочности выполняется."}$$

Проверка условия устойчивости:

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

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

$$F_e := F_1 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{w}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} \quad F_e = 1.241 \times 10^6 \quad \text{Н}$$

Допускаемое поперечное усилие:

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

$$Q_d = 4.233 \times 10^6 \quad \text{H}$$

$$p_v := 0$$

$$F_d := \begin{cases} F_{dp} \leftarrow \pi \cdot (D + s - c)(s - c) \cdot \sigma_d \\ F_{de} \leftarrow \frac{310 \cdot 10^{-6} \cdot E}{n_y} \cdot D^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s - c)}{D} \right]^{2.5} \\ Q_d \leftarrow \frac{F_{dp}}{\sqrt{1 + \left(\frac{F_{dp}}{F_{de}} \right)^2}} \end{cases}$$

$$F_d = 1.826 \times 10^7 \quad \text{H}$$

$$\frac{p_v}{p_d} + \frac{M_1}{M_d} + \frac{F_e}{F_d} + \left(\frac{Q_1}{Q_d} \right)^2 = 0.096$$

0.096 ≤ 1 условие устойчивости выполняется

3. Расчет вертикального газового сепаратора

Необходимо рассчитать вертикальный газовый сепаратор, применяемый для очистки нефтяного газа, расчетная схема которого представлена на рисунке 3.1. Основные характеристики сепаратора представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Основные характеристики сепаратора

Показатель	Единица измерения	Значение
Объем	м ³	0,8
Диаметр	мм	600
Высота	мм	3350
Рабочее давление	МПа	0,7
Производительность	м ³ /час	910

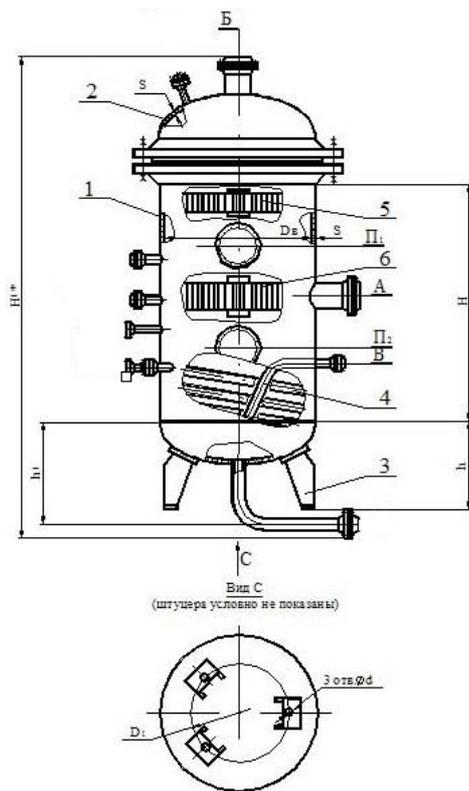


Рисунок 3.1 - Расчетная схема вертикального газового сепаратора

- А- вход газа;
- Б- выход газа;
- В- отвод конденсата
- П1,П2- люк;
- 1- обечайка
- 2- эллиптическая крышка;
- 3- опорная стойка;
- 4-змеевик(подогреватель);
- 5-насадка сетчатая;
- 6-узел входа.

3.1 Расчет и подбор патрубков

Принимаем $w_T=15$ м/с -скорость нефтяного газа в патрубке

$$\omega_T := 15 \quad \text{м/с}$$

Производительность сепаратора по газу на входе:

$$Q_{Г1} := 0.25 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

Определяем диаметр патрубка для входа нефтяного газа

$$d_{\text{вход}} := \sqrt{\frac{4Q_{Г1}}{\pi \cdot \omega_T}} = 0.146 \quad \text{м}$$

Принимаем штуцер $D_u=150$ мм

Определяем диаметр патрубка для выхода нефтяного газа, м

Производительность сепаратора по газу на выходе:

$$Q_{г2} := 0.24 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

$$d_{\text{ВЫХОД}} := \sqrt{\frac{4Q_{г2}}{\pi \cdot \omega_{г}}} = 0.143 \quad \text{м}$$

Примем штуцер $D_u=150$ мм

Определяем диаметр патрубка для выхода конденсата

Производительность сепаратора по конденсату:

$$Q_{к} := 0.000277 \quad \text{м}^3/\text{с}$$

Принимаем $w_k=0.3$ м/с - скорость конденсата в патрубке

$$\omega_{к} := 0.3 \quad \text{м/с}$$

$$d_{\text{ВЫХОД}} := \sqrt{\frac{4Q_{к}}{\pi \cdot \omega_{к}}} = 0.034 \quad \text{м}$$

Примем штуцер $D_u=50$ мм

3.2 Механический расчет ВГС

3.2.1 Расчетные параметры

Расчетное напряжение

Основные характеристики стали определяются согласно с ГОСТ 34233.1 2017 [4]: допусаемое напряжение, предел текучести, модуль упругости.

Принимаем расчетную температуру

$$t_p := 40 \quad ^\circ\text{C}$$

Выбор стали для корпуса и фланцев сепаратора обоснован в первую очередь хладостойкостью данной стали. Так как аппарат устанавливается на открытой площадке, температура воздуха в зимнее время может достигать -40°C . Согласно данным [3] выберем сталь 09Г2С, которая используется при рабочей температуре от -40°C до $+475^\circ\text{C}$, и относится к углеродистым низколегированным сталям. Обладает легкой свариваемостью и высокой механической прочностью.

Допускаемое напряжение определим согласно [4]:
при температуре 20°C

$$\sigma_{д20} := 196 \quad \text{МПа}$$

При температуре внутри аппарата

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma_{д40} := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix}$$

$$\sigma_{д40} := \text{Floor}(\text{interp}(t, \sigma_{д40}, t_p), 0.5) \quad \sigma_{д40} = 191 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Рабочее давление в кожухе аппарата} \quad P_p := 0.6 \quad \text{МПа}$$

Коэффициент прочности продольных сварных швов обечайки определяем при условии, что стыковые швы выполняются автоматической сваркой с двусторонним сплошным проваром при длине контролируемых швов 100%, по таблице, в соответствии с рекомендацией [3]:

$$\phi_p := 1$$

Прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов

Скорость коррозии материала от действия заданной среды:

$$П := 0.01 \quad \text{мм/год}$$

Срок эксплуатации аппарата:

$$t_{в} := 20 \quad \text{лет}$$

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:

$$c_1 := 11 \cdot \tau_B = 0.2 \quad \text{мм}$$

Поправка на минусовое отклонение, согласно ГОСТ 199032015:

$$c_2 := 0.8 \quad \text{мм}$$

На утонение стенки элемента сосуда при технологических операциях:

$$c_3 := 0.2 \quad \text{мм}$$

Прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов:

$$c_{\text{св}} := \text{ceil}(c_1 + c_2 + c_3) = 2 \quad \text{мм}$$

Расчет давлений

Давление в аппарате:

Расчетное давление в аппарате при рабочих условиях

$$P_{\text{р}} := 0.7 \quad \text{МПа}$$

Давление при гидравлических испытаниях

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_{\text{р}} \cdot \frac{\sigma_{\text{д}20}}{\sigma_{\text{д}40}} = 0.898 \quad \text{МПа}$$

Условное давление

$$P_{\text{усл}} := P_{\text{р}} \cdot \frac{\sigma_{\text{д}20}}{\sigma_{\text{д}40}} = 0.718 \quad \text{МПа}$$

3.2.2 Расчет толщин стенок

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки

На рисунке 3.2 представлена расчетная схема цилиндрической обечайки аппарата

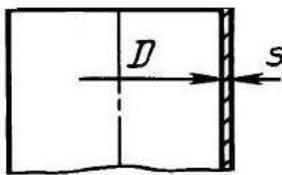


Рисунок 3.2 Расчетная схема обечайки аппарата

Расчет ведем по [5]

$$D_{\text{вн}} := 600 \quad \text{мм} \quad \text{Диаметр аппарата}$$

$$s_p := \max \left(\left(\frac{P_{\text{р}} \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \sigma_{\text{д}40} \cdot \phi_p - P_{\text{р}}} \right), \left(\frac{P_{\text{и}} \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \sigma_{\text{д}20} \cdot \phi_p - P_{\text{и}}} \right) \right) \quad s_p = 1.378 \quad \text{мм}$$

Исполнительная толщина стенки аппарата:

$$s_{\text{ис}} := \text{ceil}(s_p + c) = 4$$

Принимаем исполнительную толщину стенки с учетом ряда стандартных толщин:

$$s_{\text{ис}} := 10 \quad \text{мм}$$

$$\text{Так как} \quad \left(\frac{s - c}{D_{\text{вн}}} \right) = 0.013 < 0.1, \text{ условия применения формул выполняются}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляются по формуле:

В рабочем состоянии

$$P_d := \frac{2 \cdot \sigma_{д40} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D_{вн} + 0.5(s - c)} \quad P_d = 5.06 \text{ МПа}$$

При испытаниях

$$P_{д.и} := \frac{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D_{вн} + 0.5(s - c)} \quad P_{д.и} = 5.192 \text{ МПа}$$

По условию рабочее давление $P = 0,7$ МПа, а рассчитанное допускаемое давление $P_d = 5,06$ МПа, следовательно допустимо нагружать обечайку рабочим давлением $P = 0,7$ МПа.

Расчет толщины стенки эллиптической крышки корпуса аппарата

На рисунке 3.3 представлена расчетная схема эллиптической крышки аппарата

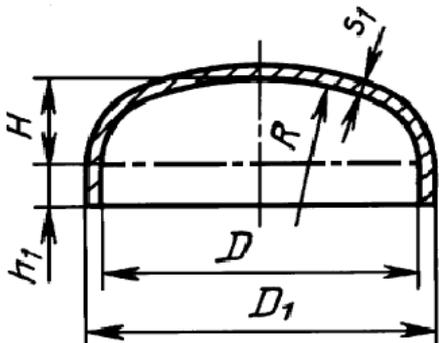


Рисунок 3.3 Расчетная схема эллиптической крышки

Расчет ведем по [5]

$$D_{вн.кожуха} := 600 \text{ мм}$$

Высота эллиптической крышки должна быть найдена из допуска:

$$0.2 < \frac{H}{D} < 0.5$$

$$H := 0.25 \cdot D_{вн.кожуха} \quad \text{где } H \text{ это высота эллиптической крышки, мм}$$

$$H = 150 \text{ мм}$$

$$R_1 := \frac{D_{вн.кожуха}^2}{4 \cdot H} = 600$$

Рассчитаем исполнительную толщину стенки:

$$s_{э.р} := \max \left(\left(\frac{P_p \cdot R_1}{2 \cdot \sigma_{д40} \cdot \phi_p - 0.5 P_p} \right), \left(\frac{P_{и} \cdot R_1}{2 \cdot \sigma_{д20} \cdot \phi_p - 0.5 P_{и}} \right) \right) \quad s_{э.р} = 1.376 \text{ мм}$$

$$s_{н} := s_{э.р} + c \quad s = 3.376 \text{ мм}$$

Принимаем исполнительную толщину стенки с учетом ряда стандартных толщин:

$$s_{н} := 10 \text{ мм}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляю по формуле:

В рабочем состоянии

$$P_{д.р} := \frac{2 \cdot \sigma_{д40} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{R_1 + 0.5(s - c)} \quad P_d = 5.06 \text{ МПа}$$

При испытаниях

$$P_{\text{д.и.}} := \frac{2 \cdot \sigma_{20} \cdot \phi \cdot P_{\text{вн}} \cdot (s - c)}{R_1 + 0.5(s - c)} \quad P_{\text{д.и.}} = 5.192 \text{ МПа}$$

Применимость формул по [5]

$$\frac{s - c}{D_{\text{вн.кожуха}}} = 0.013 \quad (0.002 < 0.013 < 0.1) \quad \text{Формулы применимы}$$

3.2.3 Расчет укрепления отверстий

Расчет укрепления отверстий в цилиндрической обечайке

Расчет по [9]

Исходные данные:

Внутренний диаметр оболочки	$D := 600 \text{ мм}$
Внутреннее давление на цилиндрическую обечайку	$P_{\text{вн}} := 0.7 \text{ МПа}$
Расчётная температура	$t_R := 40 \text{ }^\circ\text{C}$
Исполнительная толщина стенки оболочки	$s := 10 \text{ мм}$
Диаметр отверстия	$d1 := 150 \text{ мм}$
Прибавка расчетной толщины стенки	$c := 2 \text{ мм}$
Коэффициент прочности сварных швов	$\phi := 1$
Допускаемое напряжение для стали при 20 °С	$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$
Минимальное значение предела текучести стали при 20 °С	$R_{p1.0} := 300 \text{ МПа}$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре:

$$\sigma_d := 191 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при нормальных условиях:

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

Давление при испытании на прочность:

$$P_{\text{исп}} := 1.25 \cdot P_{\text{вн}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_d} = 0.898 \text{ МПа}$$

Расчетные внутренние диаметры укрепляемых элементов определяем согласно [9]

Для штуцера на цилиндрической обечайке

$$D_{p1} := D$$

Расчетные диаметры отверстия:

$$d_{p1} := d1 + 2c$$

$$d_{p1} = 154$$

На рисунке 3.4 представлена расчетная схема укрепления отверстий

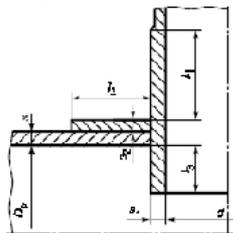


Рисунок 3.4 - Основная расчетная схема укрепления отверстий

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах при отсутствии торообразной вставки или вварного кольца

$$l_p := \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} \quad l_p = 69.282 \quad \text{мм}$$

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий

$$\text{пров1} := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{d_{p1} - 2 \cdot c}{D} \geq 1 \right) \\ \text{"Отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{s - c}{D} \geq 0.1 \right) \\ \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

пров1 = "Условия применения формул выполняются"

$$s_p := 1.378 \quad \text{Расчетная толщина стенки обечайки}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия не требующего укрепления:

$$d_o := 2 \cdot \left(\frac{s - c}{s_p} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} = 693.585 \quad \text{мм}$$

Проверка условий необходимости дальнейшего расчета укреплений отверстий:

$$\text{пров3} := \begin{cases} \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"} & \text{if } d_o \geq d_{p1} \\ \text{"требуется укрепление отверстий"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

пров3 = "НЕ требуется укрепление отверстий"

Расчет укрепления отверстий в эллиптической крышке

Расчет по [9]

Исходные данные:

Внутренний диаметр оболочки	$D := 600 \quad \text{мм}$
Высота эллиптической крышки	$H := 0.25 \cdot D = 150 \quad \text{мм}$
Внутреннее давление на цилиндрическую обечайку	$P_{вн} := 0.7 \quad \text{МПа}$
Расчётная температура	$t_p := 40 \quad ^\circ\text{C}$
Исполнительная толщина стенки оболочки	$s_s := 10 \quad \text{мм}$
Диаметр отверстия	$d1 := 150 \quad \text{мм}$
Прибавка расчетной толщины стенки	$c_s := 2 \quad \text{мм}$
Коэффициент прочности сварных швов	$\phi := 1$
Допускаемое напряжение для стали при 20 °С	$\sigma_{20} := 196 \quad \text{МПа}$
Минимальное значение предела текучести стали при 20 °С	$R_{p1.0} := 300 \quad \text{МПа}$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре:

$$\sigma_{d1} := 191 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при нормальных условиях:

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

Давление при испытании на прочность:

$$P_{\text{исп}} := 1.25 \cdot P_{\text{ВН}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_d} = 0.898 \quad \text{МПа}$$

Расчетные внутренние диаметры укрепляемых элементов определяем согласно с [9]

Для штуцера на эллиптической крышке

$x := 0$ мм Расстояние от оси крышки до оси укрепляемого штуцера

$$D_{p1} := \frac{D^2}{2H} \sqrt{1 - 4 \frac{D^2 - 4H^2}{D^4} \cdot x^2} = 1.2 \times 10^3 \quad \text{мм}$$

Расчетные диаметры отверстия :

$$d_{p1} := \frac{d1 + 2c}{\sqrt{1 - \left(\frac{2x}{D_{p1}}\right)^2}} = 154 \quad \text{мм}$$

$$d_{p1} = 154 \quad \text{мм}$$

Расчетные длины штуцера:

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах при отсутствии торообразной вставки или сварного кольца

$$l_p := \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} \quad l_p = 97.98 \quad \text{мм}$$

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий

$$\text{пров1} := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{d_{p1} - 2 \cdot c}{D} \geq 1\right) \\ \text{"Отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \left(\frac{s - c}{D} \geq 0.1\right) \\ \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{пров1} = \text{"Условия применения формул выполняются"}$$

$$s_{\text{пр}} := 1.376 \quad \text{Расчетная толщина стенки обечайки}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия не требующего укрепления:

$$d_{\text{о}} := 2 \cdot \left(\frac{s - c}{s_{\text{пр}}} - 0.8\right) \cdot \sqrt{D_{p1} \cdot (s - c)} = 982.53 \quad \text{мм}$$

Проверка условий необходимости дальнейшего расчета укреплений отверстий:

$$\text{пров3} := \begin{cases} \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"} & \text{if } d_{\text{о}} \geq d_{p1} \\ \text{"требуется укрепление отверстий"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{пров3} = \text{"НЕ требуется укрепление отверстий"}$$

3.2.4 Расчет фланцевого соединения

Расчет фланцевого соединения, соединяющего эллиптическую крышку и цилиндрическую обечайку по [6].

Материал обечаек и фланцев 09Г2С.

Материал болтов 40Х по ОСТ 26-291-94 [7].

Материал прокладки паронит маслобензостойкий по ГОСТ 481-80 [8], т.к. среда относительно агрессивна, а также материал подходит по таким параметрам как давление и температура.

Среда взрывоопасна, поэтому уплотнительная поверхность выбрана типа шип-паз.

На рисунке 3.5 представлена расчетная схема фланцевого соединения типа шип-паз.

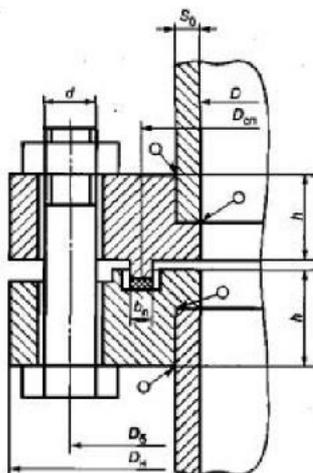


Рисунок 3.5 - Фланцевое соединение типа шип-паз

$D := 600$ мм	Диаметр люка-лаза
$n := 28$ шт	Количество шпилек
$t := 40$ °C	Расчетная температура, при которой работает фланец
$P := 0.7$ МПа	Максимальное давление, действующее на фланец
$D_H := 740$ мм	Диаметр фланца наружный наружный
$D_{б.о} := 700$ мм	Диаметр болтовых отверстий
$h := 40$ мм	Толщина тарелки фланца
$D_{ш} := 20$ мм	Диаметр шпилек
$D_{нп} := 663$ мм	Наружный диаметр прокладки
$S_0 := 10$ мм	Толщина стенки кожуха
$M := 0$ Н·мм	Изгибающий момент
$F := 0$ Н	Осевая растягивающая сила

Шпильки M20

Определение расчетных параметров

Расчетные температуры

Расчетная температура неизолированных фланцев

$$t_{\phi} := 0.96t \quad t_{\phi} = 38.4$$

Расчетная температура шпилек

$$t_{\phi} := 0.85 \cdot t = 34$$

Допускаемое напряжение для материала шпилек

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

$$\sigma_{д.б} := \text{Floor}(\text{interp}(t, \sigma, t_{\phi}), 0.5) \quad \sigma_{д.б} = 230 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости для шпилек при рабочей температуре

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad E := \begin{pmatrix} 2.14 \cdot 10^5 \\ 2.11 \cdot 10^5 \end{pmatrix}$$

$$E_6 := \text{Floor}(\text{linterp}(t, E, t_6), 0.01) \quad E_6 = 2.135 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для шпилек при $t=20^\circ\text{C}$ $\sigma_{20,6} := 230 \quad \text{МПа}$

Модуль упругости для шпилек при температуре испытания $E_{206} := 2.18 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$

Коэффициент линейного расширения стали 40X при $t=20-400^\circ\text{C}$

$$\alpha_6 := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad \frac{1}{\text{K}}$$

Поскольку фланцы изготавливаются из того же материала что и обечайка, то расчетные значения примем такими же как и для материала обечайки.

$\sigma_d := 193.5 \quad \text{МПа}$ допускаемое напряжение для стали 09Г2С

$\sigma_{d,20} := 196 \quad \text{МПа}$ допускаемое напряжение для стали 09Г2С при 20°C

$E_{20} := 1.99 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$ Модуль упругости для стали 09Г2С при 20°C

$E := 1.98 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$ Модуль упругости для стали 09Г2С при рабочей температуре

$\alpha_\Phi := 12.6 \cdot 10^{-6} \quad \frac{1}{\text{K}}$ Коэффициент линейного расширения для стали 09Г2С при $t=20-200^\circ\text{C}$

Из рекомендации в ГОСТ481-80 выбираем толщину прокладки 3 мм.

Эффективная ширина плоской прокладки, b_0

$$b_{\text{п}} := 14$$

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

$$b_0 = 14$$

Характеристики прокладки по ГОСТ 481-80

$m := 2.5$ прокладочный коэффициент

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

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

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

$E_{\text{п}} := 2000 \quad \text{МПа}$ Условный модуль сжатия прокладки

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке

$$D_{\text{сп}} := D_{\text{нп}} - b_0 = 649$$

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot |P|$$

$$P_{\text{обж}} = 2.498 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

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

$$R_{\text{п}} := \begin{cases} (\pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot P) & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$R_{\text{п}} = 4.995 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Площадь поперечного сечения болтов(шпилек) приложение Д.1 [6]:

$$f_6 := 225 \quad \text{мм}^2$$

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

$$A_6 := n \cdot f_6 \quad A_6 = 6.3 \times 10^3 \quad \text{мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_d := 0.785 \cdot D_{\text{сп}}^2 \cdot p \quad Q_d = 2.314 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

$$Q_{\text{FM}} := F + \frac{4 \cdot M}{D_{\text{сп}}} = 0$$

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

$$b := 0.5 \cdot (D_{6.0} - D_{\text{сп}}) \quad b = 25.5 \quad \text{мм}$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - S_0) \quad e = 19.5 \quad \text{мм}$$

Податливость прокладки

$$h_{\text{п}} := 3$$

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}}} = 4.729 \times 10^{-8}$$

$L_{60} := 85 \quad \text{мм}$ Длина шпильки, найдена исходя из толщины фланцев и прокладки

$d := 20 \quad \text{мм}$ внешний диаметр шпильки, т.к. был выбрана шпилька M20

$$L_6 := L_{60} + 0.56 \cdot d$$

$$L_6 = 96.2 \quad \text{мм}$$

Податливость шпилек

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} \quad y_6 = 7.005 \times 10^{-8} \quad \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

Расчетные параметры фланцев:
параметр длины обечайки

$s_0 := 10$ толщина обечайки

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} \quad l_0 = 77.46 \quad \text{мм}$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_{\text{н}}}{D} = 1.233$$

$$\beta_{\text{T}} := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad \beta_{\text{T}} = 1.824$$

$$\beta_{\text{U}} := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad \beta_{\text{U}} = 10.314$$

$$\beta_{\text{Y}} := \frac{1}{K - 1} \left(0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{K^2 - 1} \right) \quad \beta_{\text{Y}} = 9.475$$

$$\beta_{\text{Z}} := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad \beta_{\text{Z}} = 4.838$$

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

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

Коэффициент λ

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot S_0^2} \quad \lambda = 1.247$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_{\phi} := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot l_0 \cdot S_0^2 \cdot E_{20}} \quad y_{\phi} = 2.605 \times 10^{-10} \quad \frac{\text{мм}}{\text{Н}}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$y_{\phi_H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_{6.o}}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H}$$

$$y_{\phi_H} = 3.598 \times 10^{-11}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками(болтами)

$$C_F := \max \left[1, \sqrt[3]{\frac{\pi \cdot D_{6.o}}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right] = 1$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык фланцев

$$\gamma := \frac{1}{y_{\Pi} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E}} \quad \gamma = 2.177 \times 10^6$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\Pi} - 2e \cdot y_{\phi} \cdot b}{y_{\Pi} + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\phi}} \quad \alpha = 1.464$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\phi_H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{сп}} \right)}{y_6 + y_{\Pi} \cdot \left(\frac{D_{6.o}}{D_{сп}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\phi_H} \cdot b^2} \quad \alpha_M = 0.882$$

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

$$\alpha_{\phi 1} := \alpha_{\phi} \quad \alpha_{\phi 2} := \alpha_{\phi 1} \quad \alpha_{\Pi 1} := \alpha_6 \quad h_{\Pi} := 3 \quad t_{\phi 1} := t_{\phi}$$

$$h_1 := h \quad h_2 := h_1 \quad \alpha_{\Pi 2} := \alpha_{\Pi 1} \quad t_{\phi 2} := t_{\phi 1}$$

$$Q_t := \gamma \cdot \left[(\alpha_{\phi 1} \cdot h_1 + \alpha_{\Pi 1} \cdot h_{\Pi}) \cdot (t_{\phi 1} - 20) + (\alpha_{\phi 2} \cdot h_2 + \alpha_{\Pi 2} \cdot h_{\Pi}) \cdot (t_{\phi 2} - 20) - \alpha_6 \cdot (h_1 + h_2) \cdot (t_6 - 20) \right]$$

$$Q_t = 1.093 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

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

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

$$P_{61} = 3.889 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

$$P_{62} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{20.6})$$

$$P_{62} = 5.796 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

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

$$P_{6M} := \max(P_{62}, P_{61}) \quad P_{6M} = 5.796 \times 10^5$$

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

$$P_{6p} := P_{6M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot M}{D_{\text{сп}}}$$

$$P_{6p} = 4.831 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Проверка прочности болтов(шпилек) и прокладки

Расчетные значения в болтах(шпильках)

При затяжке:

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

В рабочих условиях

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} \quad \sigma_{62} = 76.679 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Usl_bolti} := \begin{cases} \text{"Условия прочности при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{20.6} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{d.6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\Pi}} \quad q = 20.305 \quad \text{МПа} \quad q_d = 130 \quad \text{МПа}$$

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

$$\text{Usl_prokl} = \text{"Условия прочности прокладки выполняются"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланец при затяжке

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b \quad M_M = 1.478 \times 10^7 \quad \text{Н}\cdot\text{мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях

$$M_p := C_F \cdot \max \left[P_{\text{бпр}} \cdot b + (Q_d + Q_{\text{FM}}) \cdot \epsilon, |Q_d + Q_{\text{FM}}| \cdot \epsilon \right]$$

$$M_p = 1.683 \times 10^7 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца

$$c_0 := 2 \quad \text{мм} \quad \text{прибавка на коррозию}$$

$D_{\text{пр}}$ - приведенный диаметр фланца

$$D_{\text{пр}} := 600$$

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{\text{пр}}} = 308.743 \quad \sigma_{0M} = 308.743 \quad \text{МПа}$$

Напряжение в тарелке приварного встык фланца или плоского в условиях затяжки

радиальное напряжение

$$\sigma_{Rm} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M \quad \sigma_{Rm} = 20.068 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{Tm} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rm} \quad \sigma_{Tm} = 48.777 \quad \text{МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

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

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{\text{пр}}} \quad \sigma_{0p} = 351.607 \quad \text{МПа}$$

максимальные меридиональные мембранные напряжения во втулке приварного встык фланца

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

$$\sigma_{0mp} = 15.097 \quad \text{МПа}$$

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

радиальное напряжение

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p \quad \sigma_{Rp} = 22.854 \quad \text{МПа}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp} \quad \sigma_{Tp} = 55.549 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{\text{м}} := 194.5 \quad \sigma_{\text{20}} := 196$$

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"

KT := 1 коэффициент, учитывающий стесненность температурных деформаций

Для плоских фланцев с $D > 400$ по [6] принимаем, что σ_0 равно:

$$\sigma_R := 3 \cdot \sigma_d = 583.5 \text{ МПа} \quad \text{по гост 34233.1-2017 [4]}$$

$$\sigma_0 := \frac{1.3}{KT} \cdot \sigma_R = 758.55 \text{ МПа}$$

$$Usl_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) > KT \cdot \sigma_0 \\ PR_2 & \text{if } \max(|\sigma_{0P} - \sigma_{0MP} + \sigma_{TP}|, |\sigma_{0P} - \sigma_{0MP} + \sigma_{RP}|, |\sigma_{0P} + \sigma_{0MP}|) > KT \cdot \sigma_0 \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_3 = "Условия статической прочности выполняются"

Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца

$$\Theta := M_P \cdot Y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E}$$

$$\Theta = 4.406 \times 10^{-3}$$

Допустимый угол поворота плоского фланца

$$\Theta_d := 0.013$$

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

Usl_P = "Условие поворота плоского фланца выполняется"

3.2.5 Расчет веса аппарата

Исходные данные:

$$D_{\text{вн}} := 0.62 \text{ м} \quad \text{внешний диаметр аппарата}$$

$$D_{\text{вн}} := 0.6 \text{ м} \quad \text{внутренний диаметр аппарата}$$

$$H := 3.35 \text{ м} \quad \text{высота аппарата}$$

$$V_{\text{апп}} := 0.8 \text{ м}^3 \quad \text{объем аппарата}$$

$$\rho_{\text{ст}} := 7850 \text{ кг/м}^3 \quad \text{плотность стали 09Г2С}$$

$$\rho_{\text{в}} := 1000 \text{ кг/м}^3 \quad \text{плотность воды}$$

$$g := 9.8 \text{ м/с}^2 \quad \text{ускорение свободного падения}$$

Рассчитываем вес обечайки, крышки и днища

$$G_1 := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \cdot H \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g = 4.939 \times 10^3 \text{ Н}$$

Прибавку веса на фланцы, патрубки, внутреннее оборудование примем равной 0,4 от G_1

$$G_2 := G_1 \cdot 0.4 = 1.976 \times 10^3 \text{ Н}$$

Общий вес обечайки, крышки, днища, фланцев и внутреннего оборудования

$$G_{12} := G_1 + G_2 = 6.914 \times 10^3 \text{ Н}$$

Вес воды при проведении гидроиспытаний

$$G_{\text{воды}} := V_{\text{апп}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = 7.84 \times 10^3 \text{ Н}$$

Общий вес аппарата

$$G_{\text{общ}} := G_{12} + G_{\text{воды}} = 1.475 \times 10^4 \text{ Н}$$

Вес приходящийся на одну опору

$$G_{\text{опор}} := \frac{G_{\text{общ}}}{3} = 4.918 \times 10^3 \text{ Н}$$

3.2.6 Расчет и подбор опор

Расчет ведем по ГОСТ 34233.5-2017 [10]

- $D := 600$ мм диаметр аппарата
 $s := 10$ мм толщина стенки
 $c_s := 2$ мм прибавка к толщине стенки
 $G := 4918$ Н вес приходящийся на одну опору
 $M := 0$ Н·мм изгибающий момент, действующий на обечайку в сечении, где расположены опоры
 $d_4 := 420$ мм диаметр опорной окружности
 $b_1 := 160$ мм диаметр несущего ушка в основании
 $\alpha := 23.4$ deg град угол наклона меридиональной касательной у опорной окружности
 $k := 10$ мм скос ребра опорной пластинчатой стойки
 $p_1 := 0.7$ МПа расчетное давление
 $b_w := 115$ мм длина плиты основания опорной стойки
 $\phi_p := 1$ коэффициент прочности сварных швов

На рисунке 3.6 представлена расчетная схема опорной стойки

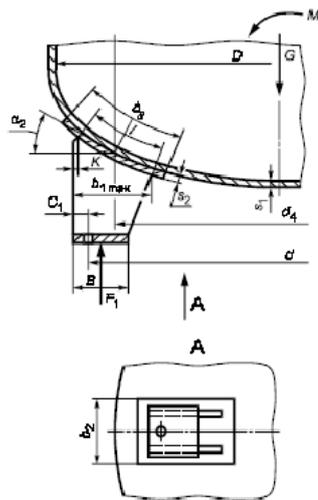


Рисунок - 3.6 Расчетная схема опорной стойки

Расчет:

Для равномерного распределения нагрузки на опору назначаем количество стоек равное трем:

$$n_c := 3$$

Длина линии контакта опоры с днищем согласно [10]:

$$l := \frac{(b_1 - k)}{\cos(\alpha)} \quad l = 163.442 \quad \text{мм}$$

Проверка условия использования полученной длины линии контакта:

$$Usl_5 := \begin{cases} \text{"Условие использования длины линии контакта выполняется"} & \text{if } 0.1 \leq \frac{l}{D} \leq 0.35 \\ \text{"Условие использования длины линии контакта НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_5 = \text{"Условие использования длины линии контакта выполняется"}$$

Расчетные усилия

Вертикальное усилие на опорную стойку:

$$F_1 := \frac{G}{3} + \frac{M}{0.75d_4} \quad F_1 = 1.639 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Изгибающий момент, передаваемый опорой на днище:

$$M_1 := \frac{F_1 \cdot (b_1 - b + k)}{2} \quad M_1 = 4.508 \times 10^4 \quad \text{Н·мм}$$

Проверка несущей способности эллиптического днища

Несущую способность днища в месте приварки опорой лапы следует проверять по формуле:

$$\frac{F_1 \cdot \sin(\alpha)}{F_{1д}} + \frac{M_1}{M_{1д}} + \frac{p_1}{p_{1д}} \leq 1$$

Допускаемое нормальное усилие, действующее по нормали к неподкрепленному эллиптическому днищу:

$$k_{20} := 93 \quad \text{коэффициент определяем по [рис.13, 10]}$$

$$\sigma_{д.} := 191 \quad \text{МПа} \quad \text{допускаемое напряжение при расчетной температуре}$$

$$F_{1д} := 0.25 k_{20} \cdot \sigma_{д.} \cdot (s - c)^2 \cdot \left(0.2 + \frac{d_4}{D}\right) = 2.558 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Допускаемый изгибающий момент для неподкрепленного эллиптического днища:

$$k_{21} := 9.7 \quad \text{коэффициент определяем по [рис.14, 10]}$$

$$M_{1д} := 0.25 \cdot k_{21} \cdot \sigma_{д.} \cdot (s - c)^2 \cdot D \cdot \left(0.2 + \frac{d_4}{D}\right) = 1.601 \times 10^7 \quad \text{Н·мм}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление

$$p_{1д} := \frac{2 \cdot \sigma_{д.} \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D + s - c} = 5.026 \quad \text{МПа}$$

$$\frac{F_1 \cdot \cos(\alpha)}{F_{1д}} + \frac{M_1}{M_{1д}} + \frac{p_1}{p_{1д}} = 0.148 \quad 0.148 < 1 \quad \text{Условие выполняется}$$

4. Разработка методики расчета защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления

Развитие химической и нефтехимической промышленности требует создания высокоэффективного, надежного и безопасного в эксплуатации технологического оборудования для отрасли. Применение взрывопожароопасных и вредных веществ, ведение технологических процессов под большим избыточным давлением и при высокой температуре вызывает острую необходимость очень тщательной проработки вопросов о выборе оборудования и СИЗ обслуживающего персонала.

В химической, нефтехимической промышленности, а также на объектах подготовки и перекачки нефти и газа используется оборудование, работающее под избыточным давлением. В соответствии с [15] сосуды работающие под давлением должны быть оснащены предохранительными устройствами от превышения давления выше разрешенного.

При эксплуатации технологического оборудования не редко возникают ситуации когда давление внутри сосуда превышает разрешенное значение. Чтобы избежать разрушение сосуда и увеличить срок его эксплуатации необходимо устанавливать предохранительные устройства, работающие по принципу сброса из аппарата излишнего количества среды. В данной курсовой работе, будет проведен расчет предохранительного устройства от превышения давления, для НГС.

4.1 Обоснование актуальности выбранной темы

Актуальность данной темы обусловлена острой необходимостью в обеспечении безопасности при эксплуатации оборудования работающего под давлением. Аварийное повышение давления может привести к травмированию людей, разрушению оборудования, нанесению ущерба окружающей среде. Поэтому всегда, когда в аппарате допускается возможность превышения предельно допустимого давления, аппарат должен быть надежно защищен от последствий превышения с помощью различных ПУ, работающих по принципу сброса из аппарата излишнего количества среды.

Источниками аварийного роста давления в аппаратах могут являться внезапные, не предусмотренные рабочим процессом случаи:

приток в аппарат газа, пара или жидкости при закрытом выходе из него;

- обогрев или нарушение охлаждения аппарата, в результате чего происходит нагрев газа или пара, испарение жидкости в нем или интенсификация химической реакции;
- взрыв среды в аппарате.
- Причинами аварийного повышения давления могут являться:

- ошибки обслуживающего персонала;
- отказ запорно-регулирующей арматуры;
- нарушение функционирования системы автоматического управления;
- внезапное разрушение внутренних устройств аппарата: труб, змеевиков, рубашек и др.;
- замерзание охлаждающей воды;
- выход из-под контроля химических реакций;
- интенсивный нагрев поверхности аппарата от внешнего источника, например в результате пожара, солнечной радиации и т. п.[14]

4.2 Характеристика современного состояния проблемы

В настоящее время в мире и в химической и нефтехимической промышленности в частности, очень много внимания уделяется обеспечению на высоком уровне защиты окружающей среды, безопасности жизнедеятельности и охране труда. Очень опасным видом аварий на производстве являются взрывы технологического оборудования в результате превышения давления внутренней среды. Зачастую, превышение допустимого значения давления может привести, как к разгерметизации оборудования, так и к его полному разрушению.

Чтобы этого не случилось, существует несколько путей решения и один из них это применение предохранительных устройств на производстве.

В Американском нефтяном институте (API), разработана система технического регулирования в области систем аварийного сброса, которая является международным стандартом и распространяется на устройства сброса давления, применяемые в системах нефтепереработки, химических производств и в других подобных системах, рассчитанных на максимально допустимое рабочее давление [17].

Крупные российские потребители нефтегазового оборудования все чаще требуют от своих поставщиков, чтобы поставляемое оборудование соответствовало нормам стандартов API. Все чаще фирмы, не имеющие сертификата API, не допускаются к международным или даже российским тендерам. Эти требования налагаются и на предохранительные устройства.[17] В России существует нормативно – технический документ ГОСТ 12.2.085 – 2002 [13], который также используют при проектировании предохранительных устройств.

4.3 Расчет защитного устройств от превышения давления для нефтегазового сепаратора

Расчет произведен в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.085-2002 [13]

Компонентный состав газа принимаем согласно [16]

Исходные данные:

$P_p := 0.6$	МПа рабочее давление среды в аппарате
$m_k := 31178$	кг/ч количество газа поступающего в аппарат
$P_2 := 0.5$	МПа давление сброса
$M := 23.95$	кг/кмоль молярная масса попутного нефтяного газа
$\rho := \frac{M}{22.4} = 1.069$	м ³ /кг плотность попутного нефтяного газа
$T_{\text{раб}} := 30 + 273 = 303$	К температура в системе

Объемные доли компонентов в газовой смеси %:

$x_1 := 76.20$	метан
$x_2 := 5.283$	этан
$x_3 := 5.439$	пропан
$x_4 := 1.895$	изобутан
$x_5 := 2.910$	н – бутан
$x_6 := 0.01956$	неопентан
$x_7 := 1.208$	изопентан
$x_8 := 1.236$	н – пентан
$x_9 := 1.109$	гесаны
$x_{10} := 0.4187$	гептаны
$x_{11} := 2.699$	азот
$x_{12} := 0.01582$	кислород
$x_{13} := 1.564$	диоксид углерода

Критические температуры компонентов, К

$T_{кр1} := 190.65$	метан
$T_{кр2} := 305.25$	этан
$T_{кр3} := 368.75$	пропан
$T_{кр4} := 407.15$	изобутан
$T_{кр5} := 425.95$	н – бутан
$T_{кр6} := 433.75$	неопентан
$T_{кр7} := 460.95$	изопентан
$T_{кр8} := 469.8$	н – пентан
$T_{кр9} := 508$	гесаны
$T_{кр10} := 540$	гептаны
$T_{кр11} := 126$	азот
$T_{кр12} := 154.96$	кислород
$T_{кр13} := 304.25$	диоксид углерода

Критические давления компонентов, МПа

$P_{кр1} := 4.64$	метан
$P_{кр2} := 5.04$	этан
$P_{кр3} := 4.49$	пропан
$P_{кр4} := 3.7$	изобутан
$P_{кр5} := 3.6$	н – бутан
$P_{кр6} := 3.199$	неопентан
$P_{кр7} := 3.39$	изопентан
$P_{кр8} := 3.41$	н – пентан
$P_{кр9} := 2.99$	гесаны
$P_{кр10} := 2.7$	гептаны
$P_{кр11} := 3.39$	азот

$$P_{кр12} := 5.14 \quad \text{кислород}$$

$$P_{кр13} := 7.54 \quad \text{диоксид углерода}$$

Решение:

Расчет выполнен в соответствии с [13] и [14]

Максимальное давление в аппарате при срабатывании ПУ, согласно Правилам РОСТЕХНАДЗОРА, составляет:

$$P_1 := 1.15 \cdot P_p = 0.69 \quad \text{МПа}$$

Показатель изотропии при нормальных условиях для многокомпонентных газов :

$$k_H := 1.23$$

Определяем критические характеристики попутного газа.

Рассчитаем критическую температуру попутного нефтяного газа, К

$$T_{кр} = x_1 \cdot T_{кр1} + x_2 \cdot T_{кр2} + \dots + x_n \cdot T_{крn}$$

$$T_{кр} := 221 \quad \text{К}$$

Рассчитаем критическое давление попутного нефтяного газа, МПа

$$P_{кр} = x_1 \cdot P_{кр1} + x_2 \cdot P_{кр2} + \dots + x_n \cdot P_{крn}$$

$$P_{кр} := 4.55 \quad \text{МПа}$$

Температура попутного нефтяного газа при давлении P_1 :

$$T_1 := T_{раб} \cdot \left(\frac{P_1 + 0.1}{P_p + 0.1} \right)^{\frac{k_H - 1}{k_H}} = 309.931 \quad \text{К}$$

Определяем приведенные параметры:

Приведенное давление

$$\pi_1 := \frac{P_1 + 0.1}{P_{кр}} = 0.174 \quad \text{МПа}$$

Приведенная температура, К

$$\tau_1 := \frac{T_1}{T_{кр}} = 1.402 \quad \text{К}$$

$$\frac{\pi_1}{\tau_1} = 0.124$$

Так как $\pi_1/\tau_1 < 0.5$, то, следовательно [14, стр.136]

$$z_1 := 1$$

$$k_1 := k_H = 1.23$$

$$k_2 := k_H = 1.23$$

$$k := 1.23$$

Определяем критическое отношение давлений [13]:

$$\beta_{кр} := \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} = 0.559$$

При истечении среды через отверстие с острыми кромками, каковыми являются ПУ, максимальный расход устанавливается при меньшем отношении давлений. Для предохранительных клапанов установлено, что [13]:

$$\beta_{кл} := 0.57 \cdot \beta_{кр} = 0.318$$

Отношение давлений за и перед ПУ:

$$\beta := \frac{P_2 + 0.1}{P_1 + 0.1} = 0.759$$

Плотность попутного нефтяного газа рассчитываем по формуле :

$$B_4 := 1 \quad \text{коэффициент сжимаемости газа} \quad [13, \text{таблица А.2}]$$

$$R := 8.31447 \quad \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}} \quad \text{универсальная газовая постоянная}$$

$$\rho_1 := \frac{M \cdot 10^{-3} \cdot (P_1 + 0.1) \cdot 10^6}{B_4 \cdot R \cdot T_1} = 7.342 \quad \text{кг/м}^3$$

Рассчитываем коэффициент B_3 [14, стр.49]:

$$B_3 := 1.59 \cdot \sqrt{\frac{k}{k-1}} \cdot \sqrt{\beta^{\frac{2}{k}} - \beta^{\frac{k+1}{k}}} = 0.658 \quad \text{коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов при рабочих параметрах}$$

При $m = m_a = m_k$ расчетная величина эквивалентной площади равна:

$$m_a := m_k = 3.118 \times 10^4$$

$$m := m_a = 3.118 \times 10^4$$

$$\alpha_{1FR} := \frac{m}{3.16 \cdot B_3 \cdot \sqrt{(P_1 + 0.1) \cdot \rho_1}} = 6.223 \times 10^3 \quad \text{мм}^2$$

В соответствии с рекомендациями выбираем в качестве ПУ пружинный полноподъемный предохранительный клапан с $\alpha_1=0.7$ [15,табл.П8]

$$\alpha_1 := 0.7$$

Находим расчетную площадь узкого сечения седла ПК:

$$F_{cR} := \frac{\alpha_1 FR}{\alpha_1} = 8.89 \times 10^3 \quad \text{мм}^2$$

Находим расчетный диаметр узкого сечения седла

$$d_{cR} := \sqrt{\frac{F_{cR}}{0.785}} = 106.416 \quad \text{мм}$$

По [15.таб. П5,П7,П8] выбираем клапан пружинный полноподъемный фланцевый типа СППК4Р-16 (17нж92ст) ждля высокоагрессивных сред с температурой до 200 °С, имеющий следующие параметры:

$$P_y = 1.6 \text{ МПа};$$

$$d_c = 142 \text{ мм};$$

$$\alpha_1 = 0.7.$$

Пружина №304 на давление открытия $P_H=0.05-0.8$ МПа; $D_y=200, D_{y1}=250$.

$$d_c := 142 \quad \text{мм}$$

Выполняем проверку подобранного клапана с $d_c = 142$, $\alpha_1 = 0.7$ по формуле Ростехнадзора [13]:

При $k = 1,3$ и $\beta_1 = 0.759$ определяем коэффициент В по таблице П11 [14, стр.167]:

$$k = 1.23$$

$$\beta = 0.759$$

$$B := 0.852$$

Максимально допустимое давление в аппарате, МПа:

Определяем площадь седла, мм²:

$$F_{ПР} := \frac{m}{5.03 \cdot \alpha_1 \cdot B \cdot \sqrt{(P_1 + P_2)} \cdot \rho} = 9.214 \times 10^3 \quad \text{мм}^2$$

Определяем расчетный диаметр ПК, мм:

$$d_{ПР} := \sqrt{\frac{F_{ПР}}{0.785}} = 108.339 \quad \text{мм}$$

$$d_c > d_{ПР}$$

Это доказывает, что предохранительный клапан подходит по формуле Ростехнадзора.

5. Разделение водонефтяных эмульсий

Эмульсии – грубодисперсные системы из взаимно нерастворимых жидкостей. В таких системах одна из жидкостей (дисперсная фаза) взвешена в другой (дисперсионной среде) в виде капелек. Чаще всего эмульсии состоят из воды и второй жидкости, которую принято называть «масло». Так, к числу «масел» относятся бензин, керосин, бензол, масла минеральные, животные, растительные и другие неполярные жидкости, которые гидрофобны[18].

В зависимости от концентрации дисперсной фазы V_d , эмульсии подразделяют на несколько классов:

- разбавленные ($V_d < 0,1 \%$);
- концентрированные ($0,1\% < V_d < 74 \%$)
- высококонцентрированные ($V_d > 74 \%$);
- весьма высококонцентрированные ($V_d > 99 \%$).

5.1 Основные физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Дисперсность эмульсии. Это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность является основной характеристикой эмульсии, определяющей ее свойства. Размеры капель дисперсной фазы в эмульсиях могут быть самыми разнообразными, и находится в пределах от 0,1 до 100 мкм. Основной характеристикой дисперсности эмульсий является удельная межфазная поверхность, определяемая из соотношения суммарной поверхности капелек к общему их объему.

Вязкость эмульсии. Вязкость эмульсии зависит от вязкости самой нефти, температуры, при которой получается эмульсия, количества воды, содержащейся в нефти, степени дисперсности, присутствия механических примесей и рН воды. Вязкость нефтяных эмульсий не равна сумме вязкости нефти и воды. При содержании воды в нефти свыше 20% вязкость эмульсии резко возрастает. Максимальное значение вязкости достигается при критической концентрации воды, характерной для данного месторождения. При дальнейшем увеличении воды вязкость эмульсии резко уменьшается. В точке критического значения коэффициента обводнения происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой (внешней, сплошной), а дисперсионная среда (нефть) – дисперсной фазой (разобщенной), т.е. В/Н - Н/В.

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н, поэтому при транспортировании эмульсий всегда нужно стремиться к тому, чтобы внешней фазой была вода, а не нефть (при условии, конечно, что трубопроводы защищены от коррозии).

Плотность эмульсии. Плотность эмульсии можно рассчитать, зная плотности нефти и воды, образующих эмульсию, и их процентное содержание.

Устойчивость нефтяных эмульсий. Самым важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость (стабильность), т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду. Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования. Мерой устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенный промежуток времени в определенном слое или количество выделившейся воды при отстае. Чем выше дисперсность нефтяной эмульсии, тем она устойчивее при всех прочих равных условиях.

На устойчивость эмульсий большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или естественными поверхностно - активными веществами (ПАВ), образующими на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки « брони», которые препятствуют слиянию этих капель. Устойчивость нефтяных эмульсий зависит от температуры. При повышении температуры устойчивость эмульсии понижается, так как механическая прочность адсорбционных оболочек, особенно содержащих парафин, снижается до нуля, в результате капли сливаются и эмульсия разрушается; при понижении же температуры таких эмульсий механическая прочность адсорбционных оболочек, повышается, что влечет за собой и соответствующее повышение стойкости эмульсии.

5.2 Применение деэмульгаторов для разделения нефтяных эмульсий

В 2018 году в России было добыто 556 млн. тонн нефти. Получение из нефти готового продукта, это сложный многостадийный процесс, и одной из важнейших стадий является качественная подготовка нефти.

Смесь, которую получают из нефтяных скважин, состоит из нефти, попутного газа, пластовых вод и механических примесей. С каждым годом процент обводненности нефти становится выше. С таким составом транспортировка нефти по магистральным трубопроводам экономически не целесообразна, поэтому после скважин, нефть для подготовки, по трубопроводу направляется на установку подготовки нефти (УПН).

Промысловая подготовка нефти по своей важности и необходимости, стоит в одном ряду с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти для дальнейшей переработки. Нефть, которая поступает из скважин на УПН, является водонефтяной эмульсией, которая никогда не бывает монодисперсной, так как в ней содержатся капли воды разных размеров. Качество подготовки сырой нефти играет ключевую роль в надежности работы магистрального трубопровода, насосного оборудования, в стоимости транспортировки нефти.

Увеличенное содержание хлористых солей, механических примесей и воды, в поступающей на переработку нефти, снижает качество получаемой из нее продукции, является причиной ускоренной коррозии и закупорки оборудования. Так же из-за этого остро встает вопрос об утилизации соленых стоков на нефтеперерабатывающих заводах.

Для разрушения водонефтяных эмульсий широко применяются деэмульгаторы. Деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий.

Деэмульгаторы должны обладать большей активностью, чем эмульгаторы. Пленка, образуемая деэмульгатором, менее прочна. По мере накопления деэмульгатора на поверхности капелек воды между последними возникают силы взаимного притяжения. В результате этого мелкие диспергированные капельки воды образуют большие капли (хлопья), в которых пленки вокруг глобул воды обычно сохраняются. Процесс образования больших хлопьев из мелкодиспергированных капелек воды в результате воздействия деэмульгатора называется флокуляцией (хлопьеобразованием). В процессе флокуляции поверхностная пленка глобул воды становится достаточно ослабленной, происходит ее разрушение и слияние глобул воды. Процесс слияния капелек воды называется коалесценцией. Хорошие деэмульгаторы должны обеспечивать не только сближение диспергированных капелек воды в эмульсии, но также и разрушать окружающие их пленки и способствовать коалесценции [18].

Деэмульгаторы обычно подразделяются на две группы: ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионы в водных растворах).

Представителями первой группы являются малоэффективные деэмульгаторы: НЧК (нейтрализованный черный контакт) и НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), они в настоящее время для деэмульсации нефти не применяются. Их расход на установках обессоливания нефти составлял десятки кг/т. К тому же они биологически не разлагаются, и применение их приводило к значительным загрязнениям водоемов.

Наибольшее распространение в настоящее время получили неионогенные деэмульгаторы, т. е. такие, которые в водных растворах не диссоциируют на ионы. Обычно деэмульгаторы этого типа получают присоединением окиси этилена или окиси пропилена к органическим веществам с подвижным атомом водорода. Исходным сырьем для такого синтеза могут служить органические кислоты, спирты, фенолы и др., а также окись этилена и окись пропилена [19].

В настоящее время существует несколько основных проблем в подборе деэмульгаторов:

- деэмульгатор должен отвечать индивидуальным особенностям конкретного вида нефти;
- выбор должен быть экономически выгодным;
- деэмульгатор не должен негативно влиять на качественные характеристики нефти при ее подготовке.

Выбор наиболее эффективного деэмульгатора и оценка его пригодности при промышленной подготовке нефти производятся на основании лабораторных и опытно-промышленных исследований.

Вывод об эффективности и пригодности деэмульгатора для промышленной подготовки нефти, производится на основании лабораторных и опытно-промышленных исследований

Деэмульгатор должен быть однородной жидкостью без взвешенных и оседающих частиц. Температура застывания должна соответствовать климатическим условиям нефтяного региона, характеризуемым абсолютными минимальными температурами воздуха.

Для удовлетворительной работы насосов типа НД (дозировочных) в условиях их эксплуатации вязкость дозируемого реагента должна быть не выше указанной в паспортных характеристиках насосов. Деэмульгатор не должен вызывать коррозию труб и оборудования.

Объектом исследования является нефть с месторождения в Томской области, которая имеет обводненность 80 %.

Актуальностью данного исследования является более качественная подготовка и обезвоживание сырой нефти с целью уменьшения экономических затрат, минимизирования отказов оборудования и облегчения последующей обработки.

5.3 Постановка задачи исследования

В данной научно–исследовательской работе необходимо оценить эффективность действия деэмульгаторов различных марок для разделения водонефтяной эмульсии.

Необходимо было решить следующие задачи:

1. Осуществить подбор деэмульгаторов.
2. Выбрать оптимальный режим дозирования деэмульгатора для эффективного разделения водонефтяной эмульсии.
3. Определить оптимальное время разделения эмульсии.

5.4 Методики экспериментов

5.4.1. Характеристика объектов исследования

В данной работе объектом исследования является нефть с Лугинецкого месторождения в Томской области.

Нефть – представляет собой маслянистую жидкость коричневого цвета.

Плотность 789 кг/м³, вязкость 2,06 мм²/с, обводненность 80 %.

Реагент Unidem ES-304 – деэмульгатор производства ООО «ОПУ-30» г. Альметьевск. Представляет собой однородную жидкость от бесцветного до коричневого цвета вязкостью 60 мм²/с и плотностью от 850 до 940 кг/м³. Температура застывания минус 50 °С.

Реагент Реапон ИК-2 – деэмульгатор производства АО «НАПОР» г. Казань. Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета с вязкостью 60 мм²/с, плотностью 917кг/м³ и температурой застывания минус 50°С.

Гексан – С₆Н₁₄ – прозрачная подвижная летучая жидкость, с несильным запахом. Жидкость огнеопасна и взрывоопасна. Не растворяется в воде, но хорошо смешивается с органическими растворителями: хлороформом, этанолом, метанолом, ацетоном, диэтиловым эфиром. Температура плавления –95 °С, температура кипения 68 °С. Плотность – 0,6548 г/см³, динамическая вязкость – 0,307х10⁻³Па.с.

5.4.2. Методика определения времени разделения водонефтяной эмульсии

Для проведения испытаний были приготовлены 1 % растворы деэмульгаторов в гексане. Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- 1) 400 мл отстоявшейся водонефтяной эмульсии перемешивается в гомогенизаторе типа MPW 324 в течение 15 минут при скорости 3000 об/мин;
- 2) водонефтяная эмульсия наливается в мерные цилиндры объемом 10 мл;
- 3) с помощью шприца происходит дозирование деэмульгатора в мерные цилиндры с водонефтяной эмульсией в определенной концентрации и тщательное перемешивание;
- 3) происходит наблюдение за процессом разделения эмульсий с фиксированием времени и промежуточных результатов.

Отстаивание проводилось в лаборатории при комнатной температуре. Для оценки действия деэмульгаторов через равные промежутки времени было замерено количество отделившейся воды в мерных цилиндрах, толщина эмульсионного слоя, наличие или отсутствие промежуточных слоев (так называемый «слоеный пирог»).

5.5 Результаты экспериментов

На первом этапе исследования проводились с деэмульгатором марки Реапон ИК-2. Полученные результаты представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1. Время отстаивания водонефтяной эмульсии от концентрации деэмульгатора марки Реапон ИК-2

Время с момента отстаивания, мин	Объем воды в мерном цилиндре, мл						
	Количество капель						
	0	5	10	20	30	40	50
1	0	0,2	0,3	1	1	1	0
2	0	0,2	0,3	1	1,2	1	0,5
3	0	0,2	0,4	1	1,5	1,1	0,8
4	0	0,2	0,5	1,2	1,8	1,3	1,2

5	0	0,3	0,6	1,4	2	1,5	1,5
10	0,1	1	1,2	2,2	2,6	2,5	2,2
15	0,3	1,7	1,8	2,8	2,8	3	2,6
25	1	3	3	3	3	3,4	3,2

По представленным результатам построен график зависимости объема отделившейся воды от времени отстаивания при различной концентрации деэмульгатора (рис. 5.1).

Анализ полученных кривых показал, что при добавлении от 5 до 40 капель раствора деэмульгатора происходит медленное расслоение водонефтяной эмульсии, и через 25 минут количество отделившейся воды составляет всего 3–3,4 мл.

При добавлении 50 капель деэмульгатора количество отделившейся воды в течение 5 минут возрастает до 1,5 мл, а затем процесс расслаивания затормаживается, и линия кривой проходит ниже линии, соответствующей 20 каплям. Это можно объяснить образованием бинарного слоя деэмульгатора на поверхности капель нефти вследствие его большой концентрации. В пересчете на 100 % Реапон ИК-2 расход его на 1 т нефти составляет 163 г.

Полученные результаты показали низкую эффективность применения реагента Реапон ИК-2. Расслаивание нефти происходит очень медленно и с большим образованием промежуточных слоев.

На втором этапе исследования проводились с деэмульгатором марки Unidem ES-304. Полученные результаты сведены в табл. 5.2.

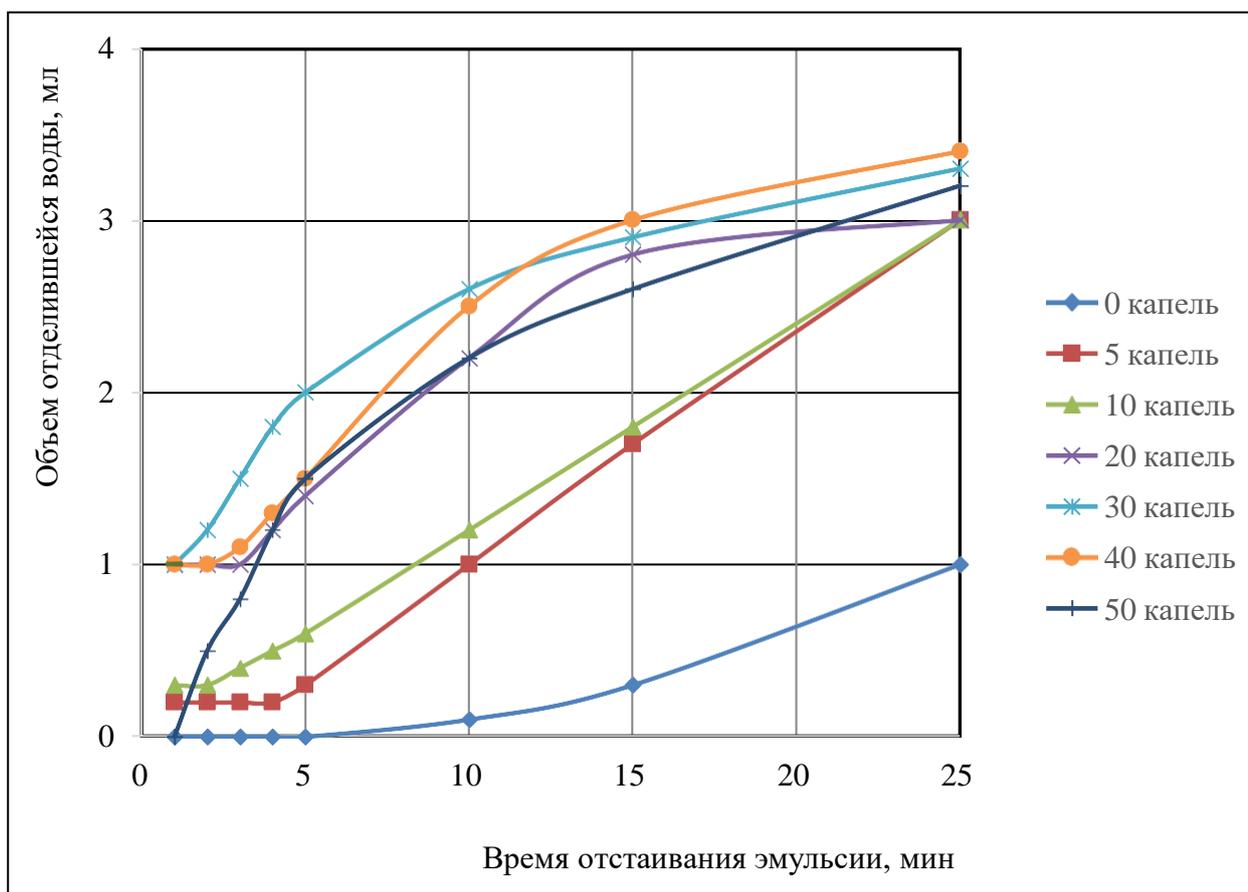


Рисунок 5.1. Зависимость объема отделившейся воды от времени отстаивания эмульсии (деэмульгатор Реапон ИК-2)

Таблица 5.2. Время отстаивания водонефтяной эмульсии от концентрации деэмульгатора марки Unidem ES-304

Время с момента отстаивания, мин	Объем воды в мерном цилиндре, мл								
	Количество капель								
	0	1	2	3	4	5	7	10	15
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0,8	1,5
3	0	0	0	0	0	0	0,5	1,7	2,5
4	0	0	0	0	0	0,3	1,4	2,3	3,3
5	0	0	0	0	0,5	1	2	3	4
10	0	0,8	1,8	2,5	3	4	5	6,5	7
15	0,3	2,0	4	5	6	7	7,5	8	8
25	1	7,8	7,9	8	8	8	8,1	8,2	8,3

На основании табличных данных построен график зависимости объема отделившейся воды от времени отстаивания эмульсии при различной концентрации реагента Unidem ES-304 (рис. 5.2).

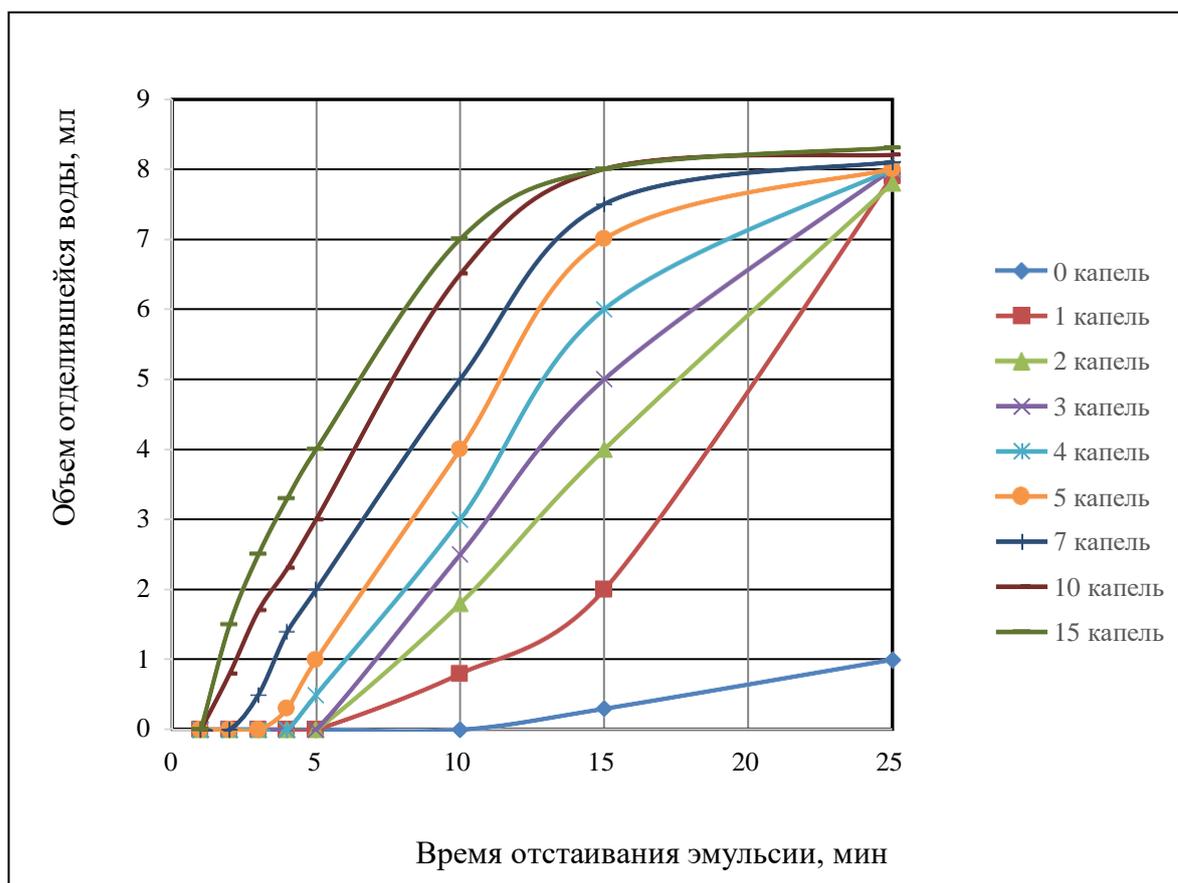


Рисунок 5.2. Зависимость объема отделившейся воды от времени отстаивания эмульсии (деэмульгатор Unidem ES-304)

Как видно из рис. 5.2, деэмульгатор Unidem ES-304 показал высокую эффективность. Расслаивания водонефтяной эмульсии происходит в несколько раз быстрее и без образования промежуточных слоев на границе раздела фаз.

Анализируя полученные результаты видно, что начало расслоения холостой пробы водонефтяной эмульсии наблюдается только через 10 минут, и в течение 25 минут объем отделившейся воды составляет всего 1 мл. При добавлении 1 капли деэмульгатора Unidem ES-304 начало разделения эмульсии происходит спустя 5 минут.

При дальнейшем увеличении концентрации Unidem ES-304 наблюдается более быстрое расслоение эмульсии.

Наиболее оптимальной дозировкой деэмульгатора является 5–7 капель на 10 мл эмульсии, при которой объем отделившейся воды за 15 минут достигает 7,0–7,5 мл, что соответствует 87,5–93,8 %.

При добавлении 15 капель реагента полное расслоение наблюдается в течение 15 минут, но при этом расход деэмульгатора увеличивается в 2,1–3 раза, стоимость которого достаточно высока, учитывая объемы перерабатываемой нефти.

В течение 25 минут наблюдается максимальная эффективность расслоения эмульсии, составляющая 94–98 % при добавлении любого количества деэмульгатора.

По полученным данным можно сделать вывод, что оптимальное количество Unidem ES-304 составляет 5–7 капель на исследуемый объем, что составляет 16,3–22,8 г на 1 т нефти.

Сравнительный анализ двух исследуемых реагентов приведен в табл. 5.3.

Таблица 5.3 Влияние деэмульгаторов на время отстаивания эмульсии
(расход деэмульгатора 16,3 г/т нефти)

Деэмульгатор	Объем воды при различном времени отстаивания, мл				
	2 мин	5 мин	10 мин	15 мин	25 мин
Реапон ИК-2	0,1	0,3	1	1,7	3
Unidem ES-304	0,5	1	4	7	8

По полученным данным можно сделать вывод, что при использовании реагента Unidem ES-304 разделение водонефтяной эмульсии происходит в 2,7 раза быстрее и эффективность составляет 98 % по сравнению с Реапон ИК-2, у которого степень разделения всего 37,5 %.

Выводы

1. Полученные результаты показали высокую эффективность применения Unidem ES-304 без образования промежуточных слоев на границе раздела фаз;
2. При добавлении деэмульгатора Unidem ES-304 в количестве 5 капель в водонефтяную эмульсию через 25 минут объем отделившейся воды составил 8 мл, что говорит нам о практически полном расслоении водной и нефтяной фазы по сравнению с холостой пробой.
3. Начало расслоения водонефтяной эмульсии наблюдается через 2 минуты, и максимальное время составляет 25 минут.
4. Оптимальное количество деэмульгатора Unidem ES-304 составляет 16,3–22,8 г/т нефти, что соответствует эффективности разделения эмульсии 94–98 %.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ71	Леонтьев Вячеслав Витальевич

Школа	ИШНПТ	Отделение (НОЦ)	НОЦ им. Н.М. Кижнера
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Тема ВКР:

Разработка основного оборудования для установки по подготовке и транспортировке нефти.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объектом исследования является оборудование цеха подготовки и перекачки нефти, а именно нефтегазовый сепаратор и газовый сепаратор.</i></p> <p><i>Область применения – подготовка нефти в ЦППН-3 Лугинецкого месторождения.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)</p> <p>Законодательные и нормативные документы по теме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г. 2. ГОСТ 12.1.003-83. 3. ГОСТ 12.0.004-2015. 4. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ 6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 8. ГОСТ 21958-76 9. ГОСТ 22269-76 10. ГОСТ Р 50923-96 11. Конституция Российской Федерации
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>Наличие токсичных и вредных веществ;</i></p> <p><i>повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</i></p>

	<i>повышенный уровень шума; взрывопожароопасность.</i>
3. Экологическая безопасность:	<i>Основные источники загрязнения при подготовке нефти: выбросы вредных веществ в атмосферу с факела (диоксид азота, углерод черный (сажа), оксид углерода, метан, бензапирен); загрязненные стоки; твердые, нефтесодержащие и пожароопасные отходы.</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода, протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах, сбой системы электроснабжения, увеличение обводненности нефти; проблемы в работе печи.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.03. 2019
---	--------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Леонтьев Вячеслав Витальевич		

6. Социальная ответственность

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-3 УПН «Лугинецкая») является пунктом сбора продукции скважин, поступающих с Лугинецкого месторождения [16].

Продукция, поступающая из нефтяных и газовых скважин, не является чистой нефтью и газом. Из скважин поступает водонефтяная эмульсия, состоящая из нефти, пластовой воды, попутного (нефтяного) газа и твердых частиц механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Для получения товарной нефти ее необходимо подвергнуть специальной подготовке. Ввиду того, что пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, газа и механических примесей до подачи в магистральный трубопровод. Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов. В данной магистерской диссертации рассчитаны и подобраны нефтегазовый сепаратор и вертикальный газовый сепаратор, аналоги которых используются в ЦППН-3 УПН «Лугинецкая».

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

Конституция Российской Федерации [20];

Закон Российской Федерации «О недрах»[21];

«Правила охраны недр»[22];

«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[23].

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр [37].

К работе оператором ООУ и оператором –товарным допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию по данной профессии, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, обучение и проверку знаний по охране труда и промышленной безопасности, практически освоившие безопасные методы и приемы правильного обращения с механизмами, приспособлениями, инструментом. Оператор обязан соблюдать действующие в организации правила внутреннего трудового распорядка, режим труда и отдыха.

В соответствии с действующим законодательством оператору выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, предусмотренные типовыми отраслевыми нормами. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не

превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных веществ.

6.2 Производственная безопасность

Таблица 6.1– Опасные и вредные факторы при выполнении работ в ЦППН-3

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изгово ление	Эксплуа тация	
Наличие токсичных и вредных веществ			+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны[6]
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;	+		+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.[7]
Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1) [8]
Взрывопожароопасность			+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.[9]

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные вредные производственные факторы на рабочем месте оператора обезвоживающей и обессоливающей установки и оператора товарного.

6.2.1.1 Наличие токсичных и вредных веществ

Главной причиной образования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Таблица 6.2– Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства [24]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно- допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ [24]
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10- при перекачке; 300 – при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дезэмульгатор	Раздражитель кожи, глаз, дыхательных путей и пищеварительного тракта	5
Метанол	Нервный яд, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, боль в желудке, общую слабость, мелькание в глазах, ослабление зрения,. обмороки	5

В соответствии с ГОСТ 31378 – 2009 [28] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

6.2.1.2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

При использовании любых электрических приборов или аппаратов необходимо всегда помнить о том, что халатное обращение с ними, неисправное состояние электропроводки или самого электроприбора, несоблюдение определенных мер предосторожности могут привести к поражению электрическим током. Неисправность электропроводки может стать причиной возгорания проводов и возникновения пожаров.

При эксплуатации электроприборов и электрооборудования возможно воздействие на работающих следующих опасных производственных факторов: поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям; неисправность изоляции или заземления; искрение; возгорание.

Электрический ток представляет собой опасность, которая не предупреждает о своем присутствии (нет видимых движущихся частей, свечения, шума, запаха и т.д.).

Действие электрического тока на организм человека очень сложно и проявляется следующим образом:

- возникают внешние местные поражения – ожоги;
- возникают внутренние механические поражения - разрыв тканей и некоторых внутренних органов;
- возникают механические повреждения, вследствие падения человека с высоты из-за испуга при незначительном воздействии силы тока;
- электроофтальмия - воспаление глаз вследствие воздействия электрической дуги
- электрический удар, который представляет наибольшую опасность из всех видов поражения. В этом случае при прохождении тока через тело человека поражается весь организм в целом, возникают судороги, расстройство дыхания, аритмия работы сердца.

Во время работы, а также во время перерывов на отдых следует строго выполнять следующие правила электробезопасности:

- перед первоначальным использованием электроприборов и электрооборудования внимательно ознакомиться с инструкцией по эксплуатации;
- включение электроприборов производить вставкой исправной вилки в исправную розетку; не включать электроприборы и электрооборудование в электрическую сеть мокрыми (влажными) руками;
- при неисправности электроприбора и электрооборудования прекратить работу, отключить электроприбор и электрооборудование от сети и сообщить непосредственному руководителю;
- неукоснительно выполнять требования плакатов и знаков безопасности в зданиях, помещениях и на территории;
- не наступать на электрические провода и кабели временной проводки, проложенные на поверхности пола (земли);
- лица, эксплуатирующие электроприборы и электрооборудование, обязаны строго соблюдать правила пожарной безопасности, знать места расположения первичных средств пожаротушения, а также места их экстренного отключения;
- в процессе эксплуатации электроприборов и электрооборудования персонал должен содержать в чистоте рабочее место;
- соблюдать правила эксплуатации электроприборов и электрооборудования, не подвергать электроприборы и оборудование механическим ударам, не допускать их падения; - не производить самостоятельно ремонт и наладку неисправных электроприборов и электрооборудования.

Каждый раз перед пуском (включением) агрегата (механизма) с электроприводом необходимо убедиться:

- в наличии и исправности надёжного контактного соединения корпуса электродвигателя и токопроводящего кабеля с контуром заземления;

- в исправности узлов взрывозащиты, уплотнений, наличие болтов крепления; - в наличии нанесенных стрелок на двигателях и приводимых ими механизмах, указывающих направление вращения механизма;
- наличие на кнопках управления надписей с наименованием агрегата, к которому они относятся, и положения «ПУСК», «СТОП»;
- в отсутствии вблизи агрегата посторонних лиц, ремонтного персонала на узловых соединениях агрегата; - в наличии необходимых ограждений, наличие смазки.

При обслуживании агрегатов и механизмов с электроприводом необходимо вести постоянный контроль:

- работы электродвигателя, вибрации, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (температурой подшипников, воздуха и т.д.);
- наличия кожухов на вращающихся частях агрегатов, целостностью защитного заземления электродвигателя, токопроводящих проводов, кабелей и кнопок управления;
- работоспособности вентиляции, наличие и достаточность освещения.

Электродвигатели агрегатов и механизмов разрешается пускать из холодного состояния 2 раза подряд, из горячего – 1 раз. Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя.

6.2.1.3 Повышенный уровень шума

Производственный шум различной интенсивности и спектра(частоты), длительно воздействуя на работающих, может привести со временем к понижению остроты слуха у последних, а иногда и к развитию профессиональной глухоты. Помимо местного действия – на орган слуха, шум оказывает и общее действие на организм работающих. Шум является внешним раздражителем, который воспринимается и анализируется корой головного мозга, в результате чего при интенсивном и длительно действующем шуме наступает перенапряжение центральной нервной системы, распространяющееся не только на специфические слуховые центры, но и на другие отделы головного мозга.

Необходимо следить, чтобы в производственных помещениях уровни шума на рабочих местах не превышали предельно допустимых значений, установленных для данных видов работ в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами.

6.2.1.4 Взрывопожароопасность

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества.

6.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника

6.3.1 Наличие токсичных и вредных веществ

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011-89[29], ГОСТ 12.4.103-83[30], ГОСТ 12.4.111-82[31], ГОСТ 12.4.112-82[32].

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2001[33]

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068-79 [34]. Для защиты глаз использовать очки .

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021-75 [35]. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства.

6.3.2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

В целях защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения: Основная изоляция токоведущих частей; ограждения и оболочки; установка барьеров; размещение вне зоны досягаемости; применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении: Защитное заземление (зануление); автоматическое отключение питания; уравнивание потенциалов; двойная или усиленная изоляция.

Основания технологических установок (первой ступени сепарации, отстойника нефти, второй ступени сепарации, насосного блока нефти, подтоварной воды, СИКНС, блоков дозирования реагента, дренажная емкость, резервуарного парка, нефтеналива) присоединяются не менее чем в двух точках расположенных диаметрально друг напротив друга, присоединяются к заземляющим устройствам с помощью заземляющих проводников, выполненных из стальной полосы сечением не менее 40x4 мм. Электрооборудование технологических установок заземляются гибким проводом ПВЗ 1×16 мм² через болтовые соединения к заземляющим проводникам. При применении в качестве заземляющего проводника стальной полосы 40×4 мм вместо ПВЗ 1×16 мм² присоединение к металлоконструкции площадки обслуживания выполняется сваркой.

6.3.3 Повышенный уровень шума

Для работ вблизи насосов, обеспечить работников средствами СИЗ , такими как: противошумовые наушники, вкладыши, шлемы и каски.

6.3.4 Взрывопожароопасность

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

6.4 Экологическая безопасность

Подготовка нефти это сложный процесс, который включает много стадий состоящих из обезвоживания и обессоливания нефти.

Подготовка нефти является процессом, при котором образуется большое количество отходов. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

6.4.1 Защита жилой зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [18]:

Таблица 6.3 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

6.4.2 Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения при подготовке нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ: диоксид азота, углерод черный (сажа), оксид углерода, метан, бензапирен.

С целью охраны воздушного бассейна, выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы в атмосферу: установка трубных расширителей на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле; Перед подачей газа на факела, использовать очистку газа от токсичных на абсорбционных установках.

6.4.3 Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН), образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено: обвалование площадок, где возможен разлив продукта; дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему поддержания пластового давления (ППД) для совместного использования в технологическом процессе.

Таблица 6.4– Утилизация сточных вод

Наименование отхода	Метод отведения	Периодичность	Место сброса
Подтоварная вода	Отвод подтоварной воды на очистные сооружения с последующей откачкой в систему ППД.	Периодически	Резервуары парка очистных сооружений и далее производится откачка в систему ППД
Атмосферные осадки (дождевые и талые сточные воды); Производственные сточные воды	Отвод в сеть производственно-дождевой канализации, в технологический резервуар, затем в систему ППД.	Постоянно	Дренажные емкости
Хозяйственно-бытовые сточные воды	Отводятся по ежегодно заключаемому договору специализированной организацией на КОС Лугинецкого	Откачка раз в месяц	Дренажная емкость $V=4 \text{ м}^3$

6.4.4 Воздействие объекта на литосферу

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется большое количество твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды. Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" огромное количество твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов.

Таблица 6.5– Утилизация твердых отходов

Наименование отхода	Способ хранения отхода	Периодичность вывоза	Примечание
Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства	Место накопления отсутствует.		Накопление не осуществляется. По мере образования передаются на обезвреживание (демеркуризацию).
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	Место накопления отсутствует.		Накопление не осуществляется. По мере образования вывозится с целью обезвреживания на шламонакопитель
Асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	Место накопления отсутствует.		Накопление не осуществляется. По мере образования вывозится с целью обезвреживания на шламонакопитель
Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %)	В герметизированной таре в смеси (контейнер V=0,1 м3)	Формирование транспортной партии 2 недели	Накопление осуществляется в металлических контейнерах на территории УПН. По мере накопления вывозится с целью захоронения на полигон ТБО
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	В герметизированной таре в смеси (2 контейнера V=1,5м3)	Формирование транспортной партии 10 дней	Накопление осуществляется в металлических контейнерах на территории УПН. По мере накопления

			вывозится с целью захоронения на полигон ТБО
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %)	В герметизированной таре в смеси (контейнер V=0,1 м3)	Формирование транспортной партии 2 недели	Накопление осуществляется в металлическом контейнере вместе с обтирочным материалом. По мере накопления вывозится с целью захоронения на полигон ТБО.
Смет с территории предприятия малоопасный	В герметизированной таре в смеси (2 контейнера V=1,5м3)	Формирование транспортной партии 10 дней	Накопление осуществляется в металлическом контейнере вместе с ТКО и отходами производства, подобными коммунальным. По мере накопления вывозится с целью захоронения на полигон ТБО
Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	Без тары, навалом	Формирование транспортной партии 2 месяца	Накопление осуществляется на специально отведенной площадке на территории УПН. По мере накопления вывозится для хранения при наличии транспортной доступности на склад

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигедраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов.

Таблица 6.5 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуация	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Падение давления в сепараторах первой, второй и третьей ступени	Нарушение герметичности одного из сепараторов	Остановить работу сепаратора, действовать согласно ПМЛЛПА[38].
Падение давления в трубопроводах печи П-2,3	Нарушение герметичности коллекторов, трубопроводов печи П-2,3	Остановить работу печи, действовать согласно ПМЛЛПА.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей. 3. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации. 3. Прекратить подачу сырья. 4. Сброс давления на факел. 5. Остановка остального оборудования.
При работе П-2,3 основная горелка тухнет.	Отключается подача газа на горелки в результате действия приборов защиты. Неисправность регулятора давления.	Проверить параметры работы печи.
Увеличение обводненности нефти на выходе нефти с РВС-3000 №1, РВС-2000 №2 и ухудшение качества сбрасываемой воды.	Нарушение процесса демульсации.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличить температуру нагрева. 2. Увеличить расход демульгатора. 3. Понизить межфазный уровень в резервуаре.

6.5.1 Превентивные меры и действия в случае возникновения пожара

В данных условиях наиболее вероятной и типичной ЧС является возникновение пожара.

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломы, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития.

Для защиты жизни и здоровья сотрудников в случае возникновения пожара следует применять следующие основные мероприятия гражданской обороны:

- укрытие людей в приспособленных под нужды защиты населения помещениях производственных, общественных и жилых зданий, а также в специальных защитных сооружениях;
- эвакуацию населения из зон ЧС;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- проведение мероприятий медицинской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС.

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

Студенту:

Группа	ФИО
4KM71	Леонтьев Вячеслав Витальевич

Школа	ИШНПТ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им. Н.М. Кижнера
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1 Расчет производственной мощности
2. Разработка устава научно-технического проекта	2 Режим работы персонала
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3 Расчет амортизационных отчислений
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4 Расчет себестоимости
	5 Расчет технико-экономических показателей
	6 Расчет точки безубыточности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. SWOT анализ	
2. Расчет точки безубыточности	
3. Расчет технико-экономических показателей	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM71	Леонтьев Вячеслав Витальевич		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:

продукт: Товарная нефть;

целевой рынок: Нефтеперерабатывающие заводы(НПЗ).

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 7.1

	Сильные стороны проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования.
Возможности: 1. Спрос на товарную нефть в России, и других странах достаточно высок и имеет устойчивую тенденцию к увеличению. 2. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Обновление оборудования. 3. Внедрение новых технологии 4. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Своевременный ремонт и

качеству продукции. 3.Отказы оборудования.	качества. 3.Своевременный ремонт и замена оборудования.	замена оборудования.
---	---	----------------------

7.1 Расчёт производственной мощности

Под производственной мощностью химического предприятия (производства, цеха) понимается максимально возможный годовой выпуск готовой продукции в номенклатуре и ассортименте, предусмотренных на плановый период при наилучшем использовании производственного оборудования, площадей в результате внедрения инноваций или проведения организационно-технических мероприятий.

$$M = P_{\text{час}} \cdot T_{\text{эф}} \cdot K_{\text{об}},$$

$$M = 62,6 \cdot 8280 \cdot 1 = 518328 \text{ м}^3/\text{год}$$

где $P_{\text{час}}$ – часовая производительность оборудования в натуральных единицах;

$T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования (час.);

$K_{\text{об}}$ – количество однотипного оборудования, установленного в цехе.

Эффективный фонд времени оборудования:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{ном}} - T_{\text{ППР}},$$

$$T_{\text{эфф}} = 365 - 20 = 345$$

где $T_{\text{ном}}$ – номинальный фонд работы оборудования;

$T_{\text{ППР}}$ – время простоя в ремонтах за расчетный период (для расчета $T_{\text{ППР}}$ необходимо построить график ППР с указанием времени работы между ремонтами и временем простоя в ремонте);

$T_{\text{ТО}}$ – время технологических остановок.

$$T_{\text{ном}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}},$$

$$T_{\text{ном}} = 365 - 0 - 0 = 365$$

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

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 7.2 - Баланс рабочего времени оборудования

Показатели	Количество дней(часов)
Календарный фонд времени	365 (8760)
Режимные потери рабочего времени	
Выходные	0
Праздники	0
Номинальный фонд рабочего времени	365 (8760)
Простой оборудования в ремонтах	20 (480)
Эффективное время работы оборудования за год	345 (8280)

Для анализа использования оборудования рассчитываем экстенсивный и интенсивный коэффициенты.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{экс}} = T_{\text{эфф}}/T_{\text{н}}.$$

$$K_{\text{экс}} = 8280/8760 = 0,95$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{инт}} = Q_{\text{пп}}/Q_{\text{max}},$$

$$К_{инт} = 518328 / 518400 = 0,99$$

где $Q_{пп}$ – производительность единицы оборудования в единицу времени;

$Q_{мах}$ – максимальная производительность в единицу времени.

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$К_{им} = K_{экс} \cdot К_{инт} .$$

$$К_{им} = 0,95 \cdot 0,99 = 0,94$$

Для определения фактического выпуска продукции рассчитывается производственная программа ($N_{год}$):

$$N_{год} = К_{им} \cdot M,$$

$$N_{год} = 0,94 \cdot 518328 = 487228 \text{ м}^3/\text{год}$$

где $К_{им}$ – коэффициент использования мощности.

7.2 Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству

Расчет годового фонда заработной платы цехового персонала

Расчет численности персонала:

- основных рабочих;
- вспомогательных рабочих;
- ИТР.

Таблица 7.3 - Расчет численности ИТР, основных и вспомогательных рабочих

Должность	Категория	Тарифный разряд	Число штатных единиц	Количество смен в сутки	Штатная численность
Нач. цеха	ИТР		1	1	1
Зам.нач.цеха	ИТР		2	1	2
Технолог	ИТР		2	1	2
Механик	ИТР		2	1	2
Мастер	ИТР		2	1	2
Оператор ООУ	Основные рабочие	5	4	2	20
Оператор ООУ	Основные рабочие	4	16	2	
Слесарь РТУ	Вспомогательные рабочие	5	2	1	6
Слесарь РТУ	Вспомогательные рабочие	4	4	1	

Таблица 7.4- Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника

№	Показатели	Дни	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени	365	4380
2	Нерабочие дни выходные праздничные	182	
3	Номинальный фонд рабочего времени	183	2196
4	Планируемые невыходы:		

	очередные и дополнительные отпуска невыходы по болезни или декретные отпуска отпуск в связи с учебой без отрыва от производства выполнение гос. обязанностей	41 7 1 1	
5	Эффективный фонд рабочего времени	133	1596

Таблица 7.5- График сменности

Номер Смены	Часы Работы	Дни месяца																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	8-20	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	С	С
2	20-8	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Д	Д
Отдых		С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	А	А
		Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	В	В

Номер Смены	Часы Работы	Дни месяца													
		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	28	30	
1	8-20	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	С	
2	20-8	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	
Отдых		АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	АВ	

Расчет годового фонда зарплаты ИТР, основных и вспомогательных рабочих производится на основании их окладов согласно штатному расписанию.

Общий фонд заработной платы рабочих за год:

$Z_{год} = Z_{осн} + Z_{доп}$,

где $Z_{осн}$ – основной фонд заработной платы рабочих, тыс. руб;

$Z_{доп}$ – дополнительный фонд заработной платы рабочих, тыс. руб.

Основной фонд заработной платы для рабочих повременщиков:

$Z_{осн} = Z_{тар} + Пр + Дн.вр + Дпр.дни$,

где $Z_{тар}$ – тарифный фонд заработной платы, тыс. руб;

Пр – оплата премий, тыс. руб;

Дн.вр – доплата за работу в ночное время, тыс. руб;

Дпр.дни – доплата за работу в праздничные дни, тыс. руб;

Тарифный фонд заработной платы:

$Z_{тар} = \Sigma Чсп \cdot Тст \cdot Тэф.раб$,

где $Чсп$ – списочная численность рабочих данного разряда, чел.;

$Тсп$ – дневная тарифная ставка данного разряда, тыс. руб.

Размер премий принимаем равным 40 % от тарифного фонда заработной платы.

По отношению к тарифному фонду заработной платы доплата за праздничные дни составит 100 %

Дополнительная зарплата (ЗДОП): $Z_{ДОП} = (ДН * Z_{ОСН}) / T_{ЭФ.РАБ.}$,
 где ДН – количество дней невыхода на работу по планируемыми причинам (отпуск, ученические, гос.обязанности).

Районный коэффициент для г. Томска – 1,3.

Отчисления на социальные нужды на зарплату – 30 % от (ЗОСН+ЗДОП).

7.3 Расчет затрат на производство продукции

Расчет годовой потребности в сырье и материалах.

Определение затрат на сырье и материалы производим исходя из принятого объема производства, удельных норм расхода сырья и материалов и планово-заготовительных цен.[таблица 7.6]

Таблица 7.6- Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Годы	Наименование сырья и материалов	Размерность	Количество оборотных средств на весь годовой выпуск, нат.ед.	Цена за единицу, руб	Затраты на оборотные средства, тыс.руб
1 год	Материалы: Деэмульгатор	Тонн	4,32	100000	432
	Энергия: Электричество	тыс.кВт/час	20000	2,39	47800

Расчет амортизационных отчислений

Для расчета амортизационных отчислений необходимо учесть:

- полную стоимость зданий;
- полную стоимость оборудования;
- нормы амортизационных отчислений.

Таблица 7.7 - Расчет амортизационных отчислений

Наименование основных средств	Норма амортизации, %	1 год	
		С _{оф} , тыс.руб.	АО, тыс.руб.
1.Здания	15	900	135
1.1 Операторная	15	500	75
1.2 Слесарная мастерская	15	300	45
1.3 Склад хим.реагента	15	100	15
2.Оборудование	15	4500	4725
2.1 Сепаратор нефтегазовый	15	30000	4500
2.2 Блок дозирования диэмульгатора	15	1500	225

Итого		54000	4860
-------	--	-------	------

Таблица 7.8- Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства (Q=487228 м³)

Статьи затрат	Затраты на единицу готовой продукции тыс. руб.	Затраты на весь объем тыс.руб
1.Сырье и материалы	0,000886	432
2.Электроэнергия	0,0981	47800
3.Заработная плата основных рабочих	0,0122	5969
3.1 Отчисления на социальные нужды основных рабочих 30%	0,00367	1790
Итого условно-переменных издержек	0,1149	55991
4.Общепроизводственные накладные расходы (расходы на содержание и эксплуатацию оборудования):	0,0159	7784
-Амортизация оборудования	0,00997	4860
-Ремонт оборудования	0,00205	1000
-Заработная плата вспомогательных рабочих	0,00303	1480
- отчисления на социальные нужды вспомогательных рабочих 30%	0,00091	444
5.Цеховые расходы	0,0137	6696
5.1 Заработная плата ИТР	0,01047	5103
-Заработная плата нач. цеха с отчислениями;	0,00179	874
-Заработная плата зам. нач. цеха с отчислениями;	0,00236	1151
-Заработная плата технолога с отчислениями;	0,0021	1026
-Заработная плата механика с отчислениями;	0,0021	1026
-Заработная плата мастера с отчислениями;	0,0021	1026
5.2 Охрана труда и техника безопасности	0,00326	1593
Итого условно-постоянных издержек	0,0297	14480
Цеховая (производственная)себестоимость	0,1446	70471
6.Управленческие расходы	0,00723	3524
Заводская себестоимость	0,1518	73995
7. Коммерческие расходы	0,00151	740
Полная себестоимость	0,15338	74735
Итого условно-переменные издержки	0,1149	55991
Итого условно-постоянные издержки	0,03847	18744

Определение цены готовой продукции

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = C * (1 + P/100),$$

где С – полная себестоимость единицы готовой продукции;

Р – рентабельность продукции (25%).

$$Ц = 0,15338 * (1 + 25/100) = 200 \text{ руб.}$$

Принимаем цену равную 1 т.р

Анализ безубыточности по действующему производству

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($V_{пр}$)

$$V_{пр} = Q * Ц = 487228 \text{ тыс.руб.}$$

Определение точки безубыточности:

Аналитическим способом:

$$Q_{кр} = \frac{ИЗД_{пост}}{Ц - ИЗД_{уд.пер}} = 21180 \text{ м}^3$$

где Ц – цена единицы готовой продукции ;

ИЗД_{пер} - удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции).

Графическим способом:

Графически точка безубыточности определяется согласно рисунку 7.1

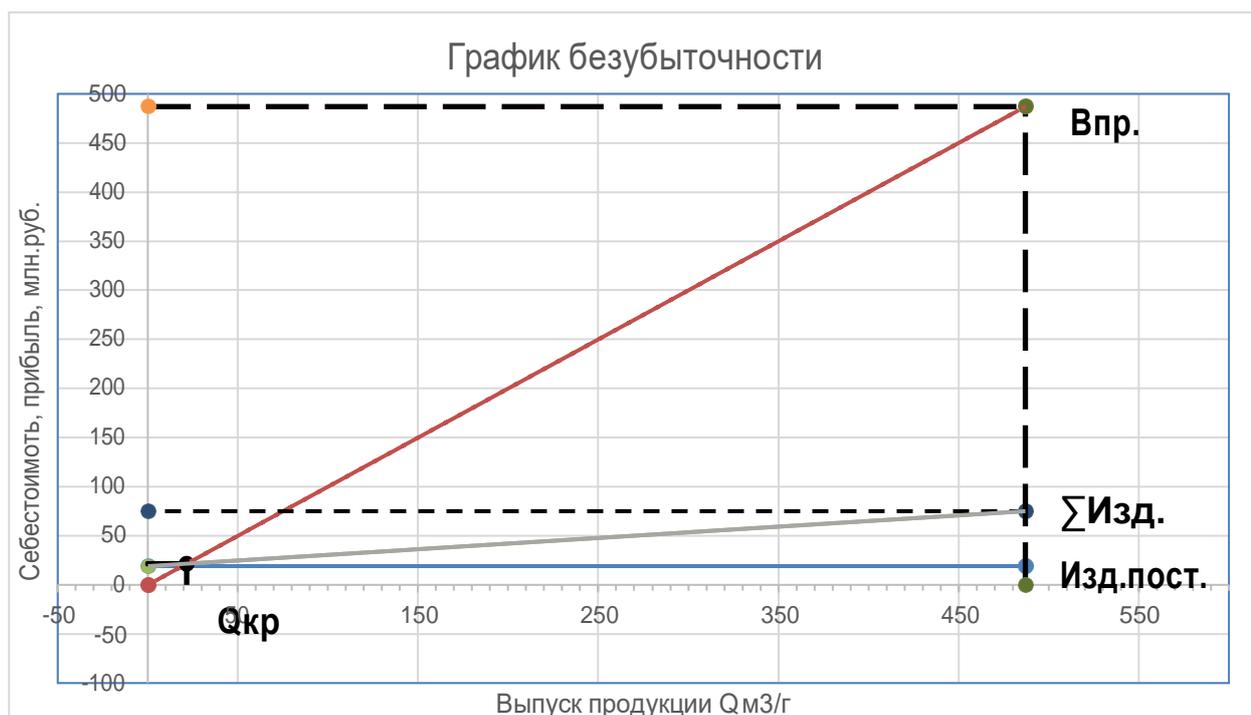


Рисунок 7.1- График безубыточности

Таблица 7.9- Определение технико-экономических показателей

Наименование показателя	Единицы измерения	1 год
1.Объем производства	м ³	487228
2.Объем продаж	м ³	487228
3.Цена за единицу	тыс.руб.	1
4.Выруча от продажи	тыс.руб.	487228
5.Сумарны издержки	тыс.руб.	74735
5.1Издержки переменные	тыс.руб.	55991
5.2Издержки постоянные	тыс.руб.	18744
6.Прибыль операционная	тыс.руб.	412493
7.Налог на прибыль	тыс.руб.	82498
8.Чистая прибыль	тыс.руб.	329995
9.Себестоимость 1 ед. продукции	тыс.руб.	0,15338
10.Стоимость основных средств	тыс.руб.	54000
11.Численность основных рабочих	чел.	20
12.Фондовооруженность	тыс.руб./чел.	2700
13.Фондоотдача	руб.руб.	9
14.Фондоемкость	руб.руб.	0,1
15.Производительность труда	тыс.руб./чел.	24361
16.Рентабельность производства	%	44,1
17.Рентабельность продаж	%	67,7
18.Критический объем продаж	м ³	21180
19. Критический объем продаж	тыс.руб.	21486

Заключение

В результате проделанной работы был проведен технологический расчет горизонтального нефтегазового сепаратора и вертикального газового сепаратора, где определили геометрические размеры аппаратов и диаметры патрубков. Был проведен механический расчет, где были рассчитаны толщины стенок: цилиндрической обечайки и эллиптических крышек, произведен прочностной расчет фланцевых соединений на прочность и герметичность, проведен расчет укрепления отверстий патрубков штуцеров, для аппаратов были рассчитаны и подобраны стандартные седловые опоры и вертикальные опорные стойки. Так же проведена разработка методики расчета защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления и разработаны разделы социальной ответственности и финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Проведены исследования по оценке эффективности действия деэмульгаторов на разделение водонефтяной эмульсии.

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Леонтьева Вячеслава Витальевича

№	Наименование научного труда	Руко-писн. или печ.	Издательство, журнал (номер, год)	Номер стр.	Кол-во стр.	Фамилии соавторов
1	Исследование влияния дезмульгатора на разделение водонефтяных эмульсий	Печ.	Материалы XX Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке» ХТТ–2019. – Томск, 2019.	373–374	2	Семакина О.К.

Список литературы

1. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И., Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1985 г.- М.: ООО «Альянс», 2014.-135 с.
2. Сепараторы нефтегазовые типа НГС по ТУ 3683-015-00220322-99
3. Лашинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов: Справочник. – Спб.: Машиностроение. 1996. – 382 с
4. ГОСТ 34233.1-2017. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования. М.: Изд-во стандартов, 2017. — 26 с.
5. ГОСТ 34233.2-2017. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек. М.: Изд-во стандартов, 2017.— 44 с.
6. ГОСТ 34233.4-2017. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений. М.: Изд-во стандартов, 2017.— 40 с.
7. ОСТ 26-291-94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
8. ГОСТ 481-80. Паронит и прокладки из него. М.: Изд-во стандартов, 1981.— 17 с.
9. ГОСТ 34233.3-2017. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер. М.: Изд-во стандартов, 2017.— 29 с.
10. ГОСТ 34233.5-2017. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок. М.: Изд-во стандартов, 2017.— 32 с.
11. ГОСТ 19903-2015. Прокат листовой горячекатанной.
12. Михалев М.Ф., Третьяков Н. П., Мильченко А. И., Зорбин В. В. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. М: Арис, 2010. - 312 с.
13. ГОСТ 12.2.085 – 2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
14. Беляев В.М. Расчет и проектирование средств защиты. Беляев В. М. Миронов В.М., Сечин А.И. – Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.-184 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»
16. Технологический регламент. Пункт подготовки и сбора нефти (УПН Лугинецкого месторождения) АО «Томскнефть» ВНК,- г.Стрежевой 2016 г.

17. АрмотуроСтроение.№5.[Электронный ресурс]. URL: <http://www.valve-industry.ru> (Дата обращения – 30.04.2019)
- 18.Эмульсии.[Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.ru/> (Дата обращения – 03.05.2019)
- 19.Деэмульгаторы.[Электронный ресурс]. URL: <https://studwood.ru/> (Дата обращения – 03.05.2019)
20. Конституция Российской Федерации.
21. Охрана недр и геолого-маркшейдерский контроль. Правила охраны недр ПБ 07-601-03 (с изменениями от 30 июня 2009 г)
22. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015), (редакция, действующая с 1 января 2017 года).
24. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
25. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
27. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
28. ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия.
29. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
30. ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
31. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия
33. ГОСТ 12.4.112-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия (с Изменением N 1)
34. ГОСТ 12.4.034-2001 (ЕН 133-90) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка
35. ГОСТ 12.4.068-79 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты дерматологические. Классификация и общие требования.
36. ГОСТ 12.4.021-75 Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация

предприятий, сооружений и иных объектов.

378. Государственная Дума Томской области. Закон Томской области от 12 сентября 2003 года № 116-ОЗ. О недропользовании на территории Томской области (с изменениями на 13 ноября 2017 года)

39. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте .Цех подготовки и перекачки нефти №3. АО «Томскнефть» ВНК,- Стрежевой 2017 г.

Приложение А

Раздел 5 Разделение водонефтяных эмульсий

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ71	Леонтьев Вячеслав Витальевич		

Консультант кафедры НОЦ Н.М. Кижнера ИШНПТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	к.т.н., с.н.с.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ажель Юлия Петровна	-		

Breaking of the water-in-oil emulsion.

Emulsions are coarsely dispersed systems of mutually nonsoluble liquids. In those systems, one of the liquids (the dispersed phase) is suspended in another one in the form of droplets (the disperse medium). Emulsions most often consist of water and the second liquid, which is commonly referred to as "oil". Thus, among the "oils" are gasoline, kerosene, benzene, mineral oils, animal, vegetable and other nonpolar oils, which are hydrophobic.

Depending on the concentration of the dispersed phase V_d , emulsions are divided into several classes:

Diluted ($V_d < 0,1 \%$);

Concentrated ($0,1\% < V_d < 74 \%$);

Highly concentrated ($V_d > 74 \%$);

Excessively concentrated ($V_d > 99 \%$).

Basic physical and chemical properties of crude-oil emulsions.

Emulsion dispersibility. It is the degree of dispersed phase fragmentation in the disperse medium. Dispersibility is the main characteristic of the emulsion, which determines its properties. The size of the dispersed phase droplets in emulsions can be various and sundry. Also, they can range from 0.1 to 100 microns. The main characteristic of the dispersed emulsion is a specific phase interface. It is defined by the ratio of the surface area droplets to total volume.

Emulsion viscosity. Emulsion viscosity depends on the oil viscosity, the temperature of obtaining the emulsion, the amount of water contained in the oil, the degree of dispersion, the presence of contamination and the pH of water.

The oil emulsion viscosity is not equal to the sum of crude oil and water. If the water content in oil is more than 20%, the oil viscosity sharply increases. The maximum value of viscosity is achieved at critical water concentration, which is typical of this field. With further increase in the water, emulsion viscosity dramatically decreases. At the point of the watering coefficient critical value phase reversal occurs, which means that the dispersed phase (water) becomes the disperse medium (external, solid), while the disperse medium (crude oil) becomes, in its turn, the dispersed phase (disjunct), i.e W/O - O/W.

The phase reversal in the oil emulsions is of great practical importance. O/W type of emulsion is transported with smaller energy demands than W/O type of emulsion. So when transporting the emulsions, it is necessary to strive for having water rather than oil as an external phase (provided the pipelines are protected from corrosion).

Emulsion density. The emulsion density can be calculated if the density of water and oil forming the emulsion and their percentage are known.

Oil emulsion consistency. The most important index for oil emulsions is stability. It means the ability not to be broken and separated into water and oil during particular time. The emulsion stability is

determined by the time of its existence. The emulsion stability can be its density change over time in a particular layer or the quantity of separated water while settling. The higher the dispersibility of oil emulsion, the more stable it is, all other things being equal.

The stabilizing substances, called emulsifiers or surface-active reagents (SAR), make a big difference to emulsion stability. The stabilizing substances form protective sheath (“the shell”) on the drop’s surface preventing coagulation. Oil emulsion stability depends on the temperature. With rising the temperature, oil emulsion stability decreases, as the mechanical reliability of adsorption layers, especially containing paraffin, goes down to zero. As a result, the coagulation occurs and the emulsion breaks down. However, when the oil emulsion temperature decreases, the mechanical reliability of the adsorption layers increases, thus, enhancing the oil emulsion stability.

Application of demulsifying compounds for breaking oil emulsions.

In the year 2018 in Russia 556 million tons of oil were extracted. Obtaining the final product from the oil is a complicated sequential process and the qualitative preparation of oil is one of the most important stages.

The mixture extracted from the oil wells contains oil, associated petroleum gas, fossil water and contaminations. From year to year, the water-cut rate gets higher. Due to this composition, oil piping is economically unviable. So after the wells, the oil for treatment through the pipelines is transported to the oil treatment plant (OTP).

The field-based oil treatment is equal in importance and necessity to the extraction, gathering and transportation of oil for further processing. The oil going from the wells to OTP is the oil emulsion, which is never monodisperse. Since there are different sized drops. The quality of the crude oil treatment plays a critical role in the main pipeline performance reliability, pumping equipment and the transportation costs. The increase in chloride salts, contaminations and water in the oil for treatment reduces the quality of the obtained products. Water causes accelerated corrosion and equipment clogging. It also makes critical the issue of saline waste disposal at the refineries.

For destroying oil emulsions, the demulsifying compounds are widely used. Demulsifying compound is a surface-active reagent (SAR), which unlike the natural emulsifiers significantly reduce crude-oil emulsion stability.

Demulsifying compounds have to be more active than emulsifiers. The film formed by demulsifying compounds is weaker. With accumulating the demulsifying compound on the surface of the drops, between the last two the mutual attraction forces arise. As a result, small finely dispersed water drops form big drops (the flocculates), in which the films around the water globules are usually kept.

The process of forming big flocculates from small finely dispersed water drops by the impact of demulsifying compounds is called the flocculation (the flaking). In the process of flocculation, the surface of water globule films becomes quite weak followed by the breakage of the film and coagulation. The

process of merging the water drops is called coalescence. Good demulsifying compounds have to ensure not only finely dispersed water drops approaching in the emulsion, but also breaking the films around them and promoting the coalescence.

Demulsifying compounds are usually divided into two groups: ionogenic (forming ions in water solution) and non-ionogenic ones (which does not form ions in water solution).

The representatives of the first group are unproductive demulsifying compounds: NBC (neutralized black contact) and NAS (neutralized acid sludge). Nowadays they are not used in the oil demulsifying. Their consumption in the oil-desalting plant was dozens of kg/t. Furthermore, they are not biodegradable and their usage leads to considerable water contamination.

Ionogenic demulsifying compounds, which do not dissociate into ions in aqueous solutions, are currently widespread. Usually this type of demulsifying compounds is obtained by adding the ethylene oxide or propene oxide to organic matter with the labile hydrogen atom. Organic acids, alcohols, carboxylic acids etc., as well as ethylene oxide and propene oxide can serve as the feed stock for such synthesis.

At present, there are several main problems in the selection of demulsifying compounds:

- demulsifying compounds are to comply with the individual characteristics of the particular type of oil;
- the selection must be economically profitable;
- demulsifying compounds should not negatively impact the quality of the crude oil while its treatment.

The choice of the most effective demulsifying compound and its acceptability appraisal in the oil field based treatment are conducted on the basis of laboratorial and experimental-industrial research.

The conclusion about the effectiveness and availability in the oil field based treatment is made based on the laboratorial and experimental-industrial research.

The demulsifying compound is to be a homogeneous fluid without sediments and debris. The setting point is to correspond to the climatic conditions of the oil region defined by its absolute lower temperature of the air.

For the adequate performance of pump types FP (dosing) in service, the viscosity of the dispense reagent should not be higher than given in the passport specification. The demulsifying compound should not cause pipe and equipment corrosion.

The subject of the research is the crude oil from the Tomsk oblast field, which has 80% water-cut.

The actuality of this research is obtaining better correspondence quality of the oil treatment and the dehydration of the crude oil in order to reduce economical costs, minimize equipment failure and facilitate further processing.

Setting the research tasks

In the given research work it is necessary to evaluate the efficiency of the different types of demulsifying compound for the oil-water emulsion.

The following tasks have to be solved:

- selection of the demulsifying compound;
- choice of the optimum condition of demulsifying compound dosing for effective oil-water emulsion separation;
- determination of the optimal separation time for emulsion.

Experimental technique

Research on the controlled plant characteristics

The research subject of this work is the crude oil from Luginetsky field in Tomsk oblast.

Crude oil - is an oily brown liquid having a density of 789 g/cm^3 , a viscosity of $2.06 \text{ cm}^2/\text{s}$, water-cut about 80%.

Unidem ES-304 reagent – is a demulsifying compound by LLC “OPU-30”, Almetyevsk. It represents a homogeneous liquid from colorless to brown, with a viscosity of $60 \text{ cm}^2/\text{s}$ and a density from 850 to 940 g/cm^3 . The setting point is minus $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Reapon IK-2 reagent - is a demulsifying compound by Joint Stock Company “NAPOR”, Kazan. The liquid is from light yellow to brown color with a viscosity of $60 \text{ cm}^2/\text{s}$, a density from 917 g/cm^3 . The setting point is minus $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Hexane – C_6H_{14} – is a translucent, fluent and volatile liquid having weak smell. The liquid is flammable and explosive. It is not solved in water, but is well blended with organic solvents, such as chloroform, ethanol, methanol, acetone, diethyl ether. The melting point is $-95 \text{ }^\circ\text{C}$, boiling temperature is $68 \text{ }^\circ\text{C}$. The density is $0,6548 \text{ g/cm}^3$, dynamic viscosity - $0,307 \times 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$.

The method for determining the separation time of oil-water emulsion

For testing, 1% demulsifier solution in hexane was prepared. The experiment was conducted in the following sequence:

400 ml of settled oil-water emulsion is mixed in the MPW 324 type homogenizer during 15 minutes at the speed of 3000 r/min.

The oil-water emulsion is poured into measuring graduate with a volume of 10 ml.

Using a syringe, demulsifier is dosed in measuring graduates with oil-water emulsion of particular concentration, followed by thoroughly mixing.

The separation emulsion process with fixing the time and intermediate results is monitored.

The setting was held in the laboratory at room temperature. To evaluate the effect of demulsifiers at equal intervals of time, the amount of separated water in the measuring graduates, the thickness of the emulsion layer, the presence or absence of the intermediate layers were measured.

Experimental results

At the first stage of the research on Reapon IK-2 demulsifier was conducted. The results are given in Table 4.1

Table 1. The setting time of water-in-oil emulsion to Reapon IK-2 demulsifier concentration.

Time from settling moment, min	The volume of water in measuring graduate, ml						
	The numbers of drops						
	0	5	10	20	30	40	50
1	0	0,2	0,3	1	1	1	0
2	0	0,2	0,3	1	1,2	1	0,5
3	0	0,2	0,4	1	1,5	1,1	0,8
4	0	0,2	0,5	1,2	1,8	1,3	1,2
5	0	0,3	0,6	1,4	2	1,5	1,5
10	0,1	1	1,2	2,2	2,6	2,5	2,2
15	0,3	1,7	1,8	2,8	2,8	3	2,6
25	1	3	3	3	3	3,4	3,2

According to the presented results, the dependency diagram of the separated water volume on the time of settling at various demulsifier concentrations was constructed (Fig. 1).

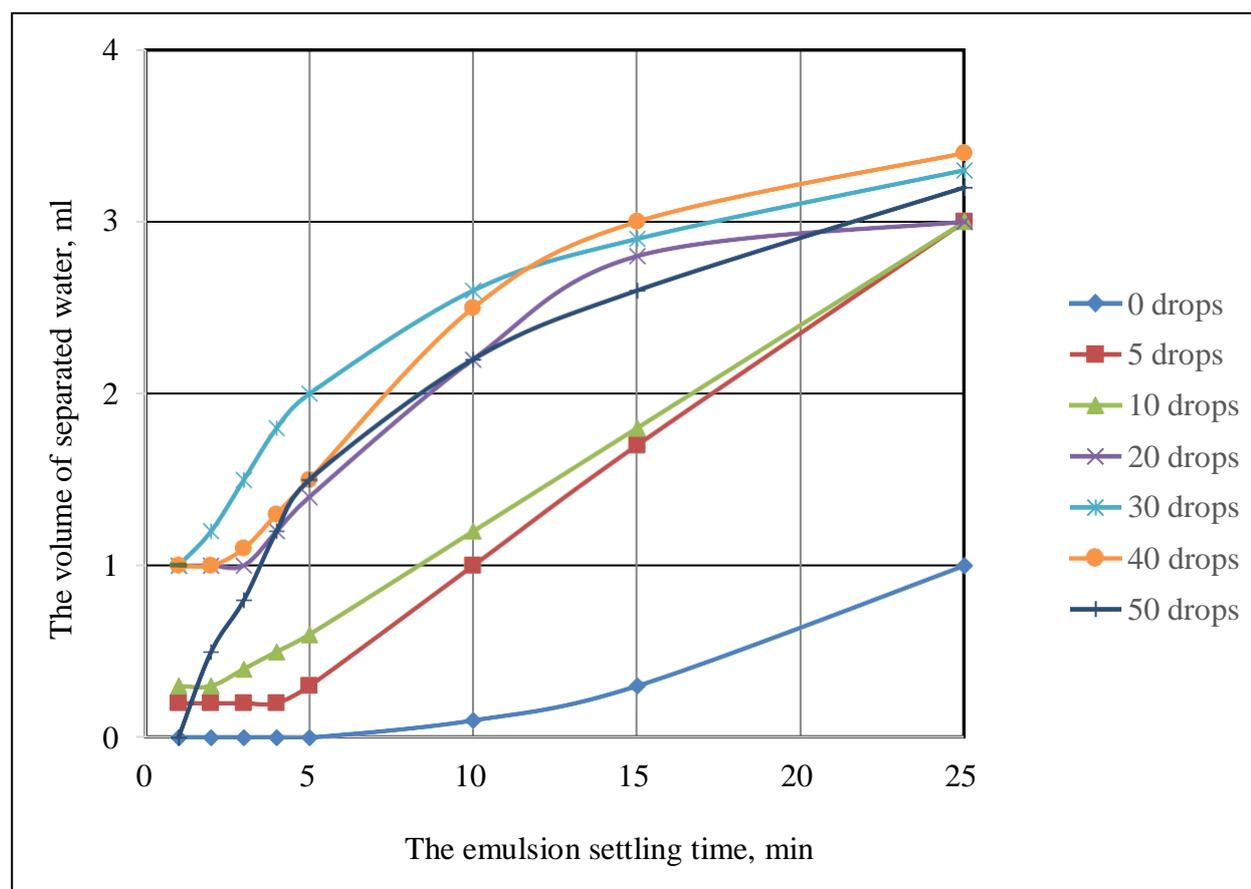


Figure 1. The dependency of the volume of separated water on the emulsion settling time (Reapon IK-2 demulsifier).

Analysis of the obtained curves has shown that adding 5 to 40 drops of the demulsifier solution causes a slow settling of the oil-water emulsion, and after 25 minutes the amount of separated water is only 3–3.4 ml.

When adding 50 drops of the demulsifying compound, the amount of the separated water increases until 1.5 ml within 5 minutes, and then the settling process is slowed down and the curved goes lower than the 20 drops line. It can be explained by forming the binary layer of demulsifier on the surface of oil drops due to its high concentration. In terms of 100% Reapon IK-2, its consumption per 1t of oil is 163g.

The obtained results have demonstrated a low efficiency of the Reapon IR-2 reagent. Oil separation occurs very slowly and with a large formation of intermediate layers.

At the second stage of the study, Unidem ES-304 type demulsifier was examined. The results are given in Table 2.

Table 2. The settling time of oil-water emulsion for Unidem ES-304 demulsifier concentration

Time from settling moment, min	The volume of water in measuring graduate, ml								
	The number of drops								
	0	1	2	3	4	5	7	10	15
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0,8	1,5
3	0	0	0	0	0	0	0,5	1,7	2,5
4	0	0	0	0	0	0,3	1,4	2,3	3,3
5	0	0	0	0	0,5	1	2	3	4
10	0	0,8	1,8	2,5	3	4	5	6,5	7
15	0,3	2,0	4	5	6	7	7,5	8	8
25	1	7,8	7,9	8	8	8	8,1	8,2	8,3

Based on the table, the dependency diagram of the separated water volume on the time of settling at various demulsifier concentrations was constructed

(Fig 2).

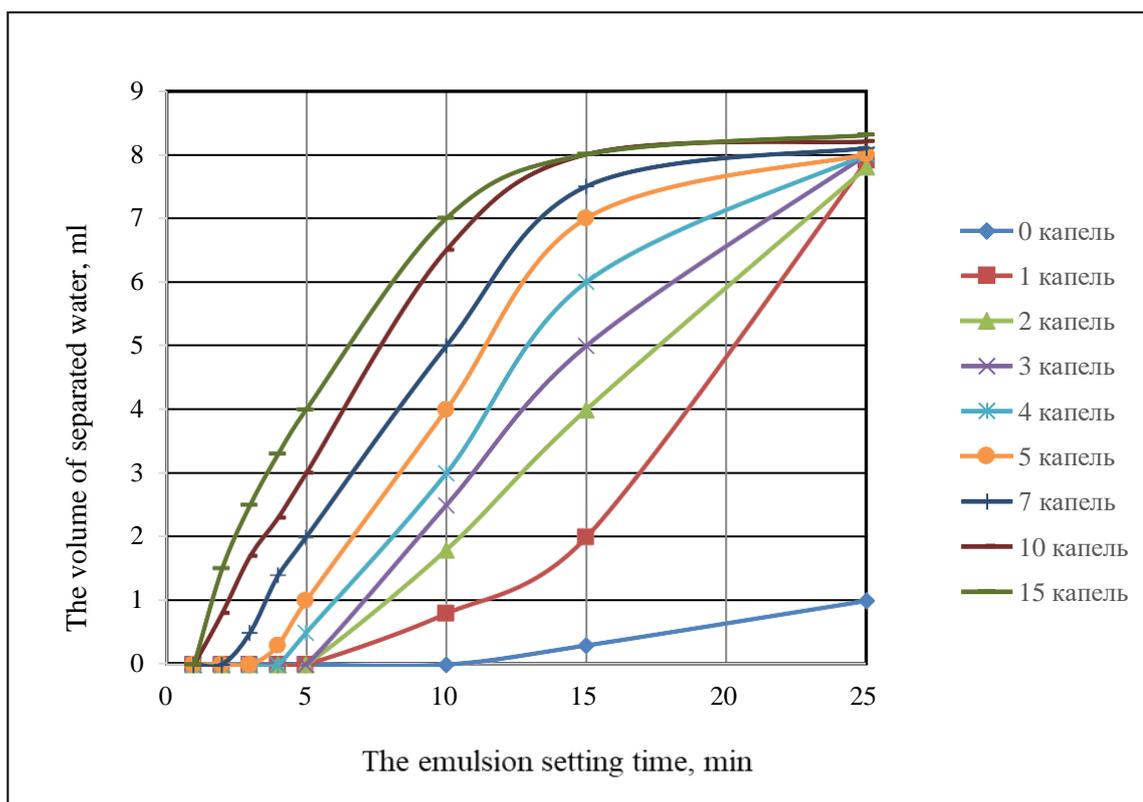


Figure 2. The dependency of the volume of separated water on the emulsion settling time (*Unidem ES-304*).

As can be seen from Fig. 4.2, Unidem ES-304 demulsifier has shown high efficiency. The separation of oil-water emulsion occurs several times faster and without the formation of the intermediate layers on the phase interface.

Analyzing the results it can be seen that the beginning of separation of the oil-water emulsion blank sample is observed only after 10 minutes, and within 25 minutes the volume of separated water is only 1 ml. With the addition of 1 drop of the Unidem ES-304 demulsifier, the process of emulsion separation starts after 5 minutes.

With a further increase in the concentration of Unidem ES-304, a more rapid separation of the emulsion is observed.

The most optimal dosage of the demulsifier is 5-7 drops per 10 ml of the emulsion, at which the volume of separated water in 15 minutes reaches 7.0-7.5 ml, which corresponds to 87.5-93.8%.

When adding 15 drops of the reagent, the complete stratification can be seen within 5 minutes, but at the same time, the demulsifier consumption increases 2,1-3 times. Considering the amount of processed oil the price is quite high.

With the addition of 15 drops of the reagent, complete delamination is observed within 15 minutes, but at the same time, the consumption of the demulsifier increases 2.1–3 times, the cost of which is quite high, considering the volumes of the processed oil.

Within 25 minutes, the maximum efficiency of the emulsion stratification, which is 94–98%, when adding any amount of demulsifier is observed.

According to the obtained data, it can be concluded that the optimal amount of Unidem ES-304 is 5–7 drops per test volume, which is 16.3–22.8 g per 1 ton of oil.

A comparative analysis of the two studied reagents is given in table. 4.3.

Demulsifying compound	The volume of the water with various setting time, ml				
	2 min	5 min	10 min	15 min	25 min
<i>Reapon IK-2</i>	0,1	0,3	1	1,7	3
Unidem ES-304	0,5	1	4	7	8

According to the obtained data, it can be concluded that when using Unidem ES-304 reagent, the separation of the oil-water emulsion goes 2.7 times faster and the efficiency is 98% compared to Reapon IR-2, which has 37.5% resolution factor only.

Conclusions

1. The results have shown the high efficiency of Unidem ES-304 without forming an intermediate layer on the phase interface;
2. When adding 5 drops of the Unidem ES-304 demulsifier to the oil-water emulsion, the volume of the separated water was 8 ml within 25 minutes. It means almost complete stratification of water and oil phases in comparison with the blank test.
3. The beginning of emulsion settling can be seen after 2 minutes, while the maximum time is 25 minutes.
4. The optimal amount of the Unidem ES-304 demulsifier is 16,3–22,8 g/t of oil, which corresponds to the effective settling of the emulsion, 94–98 %.

