

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт ИФВТ

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

Кафедра ОХХТ

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект электродегидрататора узла окончательного обезвоживания нефти УПН «Пионерный
УДК 622.276.8:665.622-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Василевичев Илья Юрьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. Менеджмента	Сечина А.А.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор каф. ЭБЖ	Ахмеджанов Р.Р.	д.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОХХТ	Тихонов В.В.	к.т.н., доцент		

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



Институт _____ ИФВТ
 Направление подготовки (специальность) _Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
 Кафедра _____ ОХХТ

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ОХХТ
 _____ Тихонов В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Василевичев Илья Юрьевич

Тема работы:

Проект электродегидрататора узла окончательного обезвоживания нефти УПН «Пионерный»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. объекта проектирования: электродегидрататор 2. производительность: 3,1 млн. тонн/год 3. режим работы: непрерывный 4. вид сырья: водонефтяная эмульсия 5. требуемая обводненность товарной нефти: 0,2 %масс
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технологический расчет 2. Механический расчет аппарата и отдельных его узлов 3. Социальная ответственность 4. Экономический расчет

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Обзор литературы, аналитическая часть, результаты проведенного исследования, заключение	доцент каф. ОХХТ, к.т.н. Тихонов Н.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент каф. Менеджмента, к.х.н. Сечина А.А.
Социальная ответственность	доцент каф. ЭБЖ ИНК, д.б.н., Ахмеджанов Р.Р.
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

<i>Должность</i>	<i>ФИО</i>	<i>Ученая степень, звание</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
Доцент каф. ОХХТ	Тихонов Н.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

<i>Группа</i>	<i>ФИО</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
2К22	Василевичев И.Ю.		

Реферат

Объем пояснительной записки – 87 страницы, количество иллюстраций – 7, таблиц – 12, количество использованных источников – 24.

Задачей данной квалификационной работы является механический расчет электродегидратора мощностью 3,1 млн тонн в год по товарной нефти.

Электродегидраторы предназначены для глубокого обессоливания и обезвоживания водонефтяных эмульсий. Используются на установках первичной переработки нефтей.

Дипломный проект включает следующие разделы:

- Введение – в данном разделе рассматривается роль, а также место аппарата в системе добычи и транспорта нефти;
- Литературный обзор – содержит систематизированный материал по подготовке нефти, рассматриваются особенности технологии, механизм и физико-химические основы процесса, влияние основных параметров на скорость процесса разделения эмульсии, а так же оборудование для проведения основных технологических операций;
- Технологическая часть – в этой части рассчитан материальный баланс аппарата, на основании данных расчета материального баланса произведен выбор типа электродегидратора;
- Механическая часть – в этом разделе рассчитаны толщина стенки основного аппарата, а также приведен расчет болтов и фланцевого соединения, расчет необходимости укрепления отверстий, расчет и выбор опор аппарата;
- Приложения – в этом разделе представлены: технологическая схема, механический чертеж основного аппарата.

Abstract

The amount of explanatory notes - 87 pages, number of illustrations - 7, tables - 12, the number of sources used - 24.

The aim of this qualification work is mechanical calculation of electrical dehydrators capacity of 3.1 million tons per year of marketable oil.

Electrical dehydrators designed for deep desalting and dehydration of water-oil emulsions. Used on primary oil refining plants.

Graduation project includes the following sections:

Introduction - this section looks at the role and place of the device in the system of production and transportation of oil;

- Literature review - contains systematized material for the preparation of oil, the features of the technology mechanism and physico-chemical basis of the process, the influence of the main parameters on the speed of the process of separation of the emulsion, as well as equipment for the main processing steps;

- Technological part - in this part of the calculated material balance of the machine, based on the mass balance calculation of the data produced by the choice of the type of electrical dehydrators;

- Mechanical part - in this section are designed wall thickness of the main unit, as well as a calculation of bolts and flange connection, the calculation of the need to strengthen the holes, calculation and selection of support staff;

- Applications - This section presents: a flow diagram, a mechanical drawing of the main unit.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Литературный обзор	9
1.1 Эмульсии и их классификация	9
1.2 Устойчивость нефтяных эмульсий	10
1.3 Деэмульгаторы	13
1.3.1 Классификация деэмульгаторов	13
1.3.2 Механизм действия деэмульгаторов	14
1.4 Способы деэмульгирования	16
1.4.1 Гравитационное холодное разделение	17
1.4.2 Фильтрация	17
1.4.3 Центрифугирование	17
1.4.4 Внутритрубная деэмульсация	18
1.4.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание	19
1.4.6 Электрическое обезвоживание и обессоливание	21
1.5 Электродегидраторы и их классификация	23
1.5.1 Конструкции электродегидраторов	24
1.5.2 Перспективы развития электродегидраторов	25
2 Технологический расчет	27
2.1 Материальный баланс	27
2.2 Технологический расчет электродегидратора	29
2.3 Расчет штуцеров электродегидратора	32
3 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	34
3.1 Выбор материала	34
3.2 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки и днища аппарата	34
3.3 Расчет укрепления отверстий в цилиндрической обечайке	37
3.4 Расчет укрепления отверстий в эллиптической крышке	41
3.5 Расчет фланцевого соединения	46
3.6 Выбор типа опор	57
3.7 Расчет опор	58
4 Социальная ответственность	64
4.1 Обеспечение безопасности работающих	64
4.1.2 Освещение производственных помещений	67
4.1.3 Средства индивидуальной защиты	68

4.1.4 Электробезопасность, молниезащита и защита от статического электричества	69
4.1.5 Техника безопасности при эксплуатации электродегидрататора	72
4.2 Оценка экологичности проекта	73
4.2.1 Защита атмосферы	74
4.2.2 Защита гидросферы	74
4.2.3 Защита литосферы	75
4.3 Чрезвычайные ситуации.	76
4.3.1. Мероприятия по обеспечению противопожарной защиты.	77
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	81
5.1 Организационно - техническая и экономическая характеристика объекта	81
5.2 Расчет затрат на приобретение, монтаж и эксплуатацию установки обессоливания и обезвоживания водонефтяной эмульсии	82
5.3 Основная заработная плата	82
5.3.1 Дополнительная заработная плата	83
5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	83
5.5 Общие расходы на приобретение, транспортировку, установку, так же на оплату труда обслуживающего персонала	84
Заключение	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	86

ВВЕДЕНИЕ

Нефть, добываемая из скважин, часто называется «сырой», так как в ее составе присутствует пластовая вода, газы различного происхождения, а также механические примеси. Для обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, а также для получения пластовой воды, которую можно было бы обратно возвращать в пласт, применяют специальные аппараты - электродегидраторы.

На качественных характеристиках нефти отрицательно сказывается наличие примесей:

- Присутствие в нефти механических примесей, которые в свою очередь затрудняют ее переработку и транспортировку по трубопроводам, а также вызывают эрозию внутренней поверхности труб, различные отложения в аппаратуре, что является причиной снижения коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков перегонки и способствует образованию стойких эмульсий.

- Присутствие пластовой воды в нефти значительно увеличивает затраты на ее транспортировку, требует увеличения энергозатрат на испарение воды, а также конденсацию паров. Также, присутствие балластовой воды повышает вязкость нефтяной системы, вызывая тем самым, при понижении температуры, опасность образования кристаллогидратов.

- При снижении содержания солей в нефти межремонтный пробег аппарата значительно увеличивается со 100 до 500 суток и более. Снижаются расходы катализаторов, уменьшается коррозия аппаратуры, качество газотурбинных и котельных топлив улучшается, коксов и битумов.

Этим объясняется необходимость процессов обезвоживания и обессоливания.

Ключевые слова: нефть, обессоливание, обезвоживание, электродегидратор, переработка (oil, desalting, dehydration, electrical dehydrators, processing)

1 Литературный обзор

1.1 Эмульсии и их классификация

Эмульсией называют дисперсную систему, состоящую из двух (или более) взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых в виде капель диаметром около 0,1 мкм распределена в другой.

Образование и стойкость нефтяных эмульсий в основном определяются скоростью движения нефтеводяной смеси, относительной величиной содержания фаз, физико-химическими свойствами этих фаз и температурным режимом.

При подъеме обводненной нефти из скважины и дальнейшем движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, что способствует образованию стойких эмульсий. [1, с.18]

Эмульсии - это дисперсные системы двух жидкостей, малорастворимых или не растворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель.

Важнейшим этапом эмульсий, является их процесс диспергирования водной фазы для обратных эмульсий в углеводородной среде, содержащий эмульгатор.

Диспергированная жидкость является дисперсной фазой (внутренней), а жидкость, в которой она находится, называется внешней (дисперсионной средой) [2, с.14]

По структуре и характеру взаимодействия фаз эмульсии подразделяют на три типа.

I тип: «вода в нефти» обратные эмульсии. Это основная группа, она имеет место в нефтепромысловой практике. Содержание воды в нефти может колебаться от следов до 80-85%. Эта группа охватывает диапазон высококонцентрированных и разбавленных систем, где наиболее выражено могут проявляться различия в факторах их стабилизации.

II тип: с обводненностью нефти выше критической и кинетически неустойчивые - прямые эмульсии. Такие эмульсии легко расслаиваются в сепараторах на два слоя: водяной и нефтяной. Они образуются чаще всего при деэмульсации нефти.

III тип: множественные эмульсии - возможны как обратного, так и прямого типа. Эта сложная эмульсионная система, когда в связи с рядом причин, в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды, и, наоборот в крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти. [3, с.81]

Все эмульсии по величине концентрации дисперсной фазы делят: на концентрированные и высококонцентрированные, разбавленные.

Разбавленные высокодисперсные эмульсии содержат до 0,1% дисперсной фазы, по величине частиц близки к коллоидным растворам. Разбавленные эмульсии без введения эмульгаторов агрегативно устойчивы.

К концентрированным эмульсиям относят высокодисперсные системы с содержанием дисперсной фазы до 74% об. В концентрированных эмульсиях диаметр диспергированных капель более 0,1 мкм.

К эмульсиям этого вида относятся преимущественно, эмульсии, образующиеся при добыче и обессоливании нефти.

К высококонцентрированным эмульсиям относятся дисперсные системы жидкость-жидкость с большим содержанием дисперсной фазы более 74% об. [2, с.17]

1.2 Устойчивость нефтяных эмульсий

Устойчивость эмульсии увеличивается с увеличением времени ее существования. Это связано с тем, что во времени происходит адсорбция эмульгаторов и стабилизаторов, при этом утолщается слой гелеобразной пленки, тем самым его прочность увеличивается, следовательно, и устойчивость эмульсии. Важнейшим показателем является устойчивость нефтяных эмульсий. При оценке стойкости различают два понятия устойчивости: кинетическую и агрегативную. Седиментационная (или кинетическая) устойчивость - это способность системы противостоять всплыванию или оседанию частиц дисперсной фазы под действием стоксовых сил. Агрегативная устойчивость – способность системы сохранять первоначальный размер глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз. Седиментационная характеризует способность глобул к укрупнению, а агрегативная устойчивость расслоение эмульсии на воду и нефть. [4, с.276]

На устойчивость нефтяных эмульсий влияют:

1. Дисперсность системы

Дисперсные системы, состоящие из капель одного и того же диаметра, называются монодисперсными, а дисперсные системы, которые состоят из капель разного диаметра - полидисперсными. Нефтяные эмульсии относят к полидисперсным системам (к системам, которые содержат частицы самых разных размеров).

По дисперсности нефтяные эмульсии разделяют на: мелкодисперсные с размером капель воды от 0,2 до 20 мкм; средней дисперсности, с водяными капельками размером от 20 до 50 мкм; с каплями воды размером от 50 до 300 мкм - грубодисперсные.

Чем больше дисперсность эмульсии, т.е. чем меньше капли внутренней фазы, тем устойчивее при прочих равных условиях эмульсия.

2. Стабилизирующие вещества - эмульгаторы

Стабилизирующие вещества (естественные ПАВ), называемые эмульгаторами, оказывают большое влияние на устойчивость эмульсий, которые образуют на поверхности капель адсорбционные защитные

оболочки, которые препятствуют слиянию этих капель. В образовании адсорбционных оболочек участвуют вещества с высокой поверхностной активностью, такие как смолы, асфальтены, парафин, комплекс металлов (ванадий, никель, цинк, литий, железо, титан) и тонкодисперсные неорганические вещества, которые состоят из глины, песка и горных пород, и содержаться как в нефти, так и в пластовой воде. [5, с.88]

3. Время «жизни» эмульсии.

Известно явление увеличения устойчивости эмульсии от увеличения времени ее существования. Это связано с тем, что адсорбция стабилизаторов и эмульгаторов осуществляется во времени, при этом увеличивается слой гелеобразной пленки, тем самым повышается его прочность, соответственно, и устойчивость эмульсии.

Чем больше прошло времени с момента образования эмульсии, тем толще сольватный слой эмульгирующих веществ вокруг капель воды и тем прочнее эта защитная оболочка, препятствующая коалесценции капель при их соударении. Помимо этого, имеет значение и характер гидродинамических воздействий на поток нефти в процессе ее движения от места добычи к месту переработки (число перекачивающих насосов, длина и профиль трассы нефтепроводов, число задвижек и других местных сопротивлений по трассе и т.д.).

Упрочнение бронирующих оболочек в процессе движения водонефтяной эмульсии по промысловым коммуникациям и при ее транспортировании без обработки деэмульгаторами по магистральным трубопроводам на НПЗ получило название «старение». Потому что адсорбция деэмульгаторов и стабилизаторов происходит во времени, при этом слой гелеобразной пленки увеличивается, следовательно, увеличивается его прочность и устойчивость эмульсии. [6, с.21]

Чем больше нефть подвергается местным воздействиям, тем меньше становится средний диаметр капель и тем устойчивее эмульсия. [7, с.339]

4. Физико-химические свойства нефти.

По физико-химическим свойствам, которые влияют на устойчивость эмульсий, нефти можно разбить на три группы:

- нефть с небольшой вязкостью и плотностью ($\nu=3\div 8$, $\rho=0,80\div 0,84$), незначительным содержанием силикагелевых смол, большим содержанием парафина и асфальтенов;
- нефть вязкостью $10\div 19$ и плотностью $0,85-0,88$, со средним содержанием асфальто-смолистых веществ и большим содержанием парафина;
- нефть с большой вязкостью, плотностью и содержанием асфальто-смолистых веществ, в несколько раз больше содержания их в нефтях второй группы при одинаковом содержании парафина.

Устойчивость эмульсий возрастает с увеличением плотности нефти и ее вязкости. [8, с.7]

5. Температура эмульсии

Устойчивость нефтяных эмульсий зависит от температуры. При увеличении температуры устойчивость эмульсии уменьшается из-за того, механическая прочность адсорбционных оболочек, в особенности содержащих церезин и парафин, уменьшается до нуля, в итоге капли сливаются, что приводит к разрушению эмульсии; при уменьшении же температуры таких эмульсий механическая прочность адсорбционных оболочек возрастает, что влечет за собой и соответствующее увеличение стойкости эмульсий. Она определяет вязкость и плотность нефти, которые влияют на скорость осаждения капель. Кроме того, с повышением температуры меняются (хотя и незначительно) состав и толщина сольватного слоя вокруг капель воды, и за счет этого устойчивость эмульсии также несколько снижается. [7, с.339]

6. Величина рН эмульгированной пластовой воды

рН пластовой воды, также оказывает значительное влияние на стойкость эмульсий, так как оказывает влияние на упругие свойства поверхностных слоев, однако степень воздействия его на различные нефти неодинакова. С повышением величины рН снижаются реологические свойства поверхностных слоев на границе нефть-вода, что влечет за собой расслоение эмульсии. Повышение рН в основном достигается введением в эмульсию щелочи, которая способствует снижению механической прочности бронированных оболочек и под итог разложению эмульсии на нефть и воду.

7. Наличие двойного электрического заряда на каплях дисперсной фазы

Нефть и вода в чистом виде – хорошие диэлектрики. в большой степени устойчивость нефтяных эмульсий зависит также от электрического заряда на поверхности частиц (глобул). Образовавшийся двойной электрический слой защищает частицы эмульсии от слипания подобно адсорбционным оболочкам. Объяснить происхождение двойного электрического заряда на границе раздела фаз можно следующим образом. В гомогенной фазе электрический потенциал любого компонента при равновесных условиях имеет постоянную величину во всем объеме.

Водная фаза нефтяной эмульсии - это хороший электролит, диссоциированный на положительные H^+ и отрицательные OH^- ионы.

На границе раздела фаз нефть-вода ионы адсорбируются. существенным образом природа адсорбента сказывается на адсорбции ионов, т.е. веществ, растворенных в нефти и воде, называемыми естественными ПАВ. Ионы, которые способны поляризоваться, адсорбируются на поверхностях, состоящих из полярных молекул. Микроучастки поверхности капельки полярной воды, несущие определенный заряд, адсорбируют (сгущают) противоположно заряженные ионы. При этом ионы электролита, имеющие противоположный знак, не адсорбируются, но под действием сил электростатического притяжения остаются вблизи адсорбционных ионов, образуя с ними на поверхности адсорбента двойной электрический слой.

Частицы, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, взаимно отталкиваются. [1, с.52]

1.3 Деэмульгаторы

Деэмульгаторы – вещества, понижающие поверхностное натяжение, применяют для разрушения эмульсии. Для предотвращения образования, а также для разрушения уже образовавшихся нефтяных эмульсий широко применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ). Основное назначение деэмульгаторов - вытеснение с поверхностного слоя капель воды эмульгаторов.

1.3.1 Классификация деэмульгаторов

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения эмульсий, делятся на две группы: на ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионов 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.

Основными представителями этой группы деэмульгаторов являются: дипроксамин-157, проксамин-385, проксанол – 305, дисолван-4411, сипарол и др.

Неионогенные деэмульгаторы могут быть водорастворимые и нефтерастворимые. Они имеют некоторые преимущества перед ионогенными (например, НЧК):

- незначительный удельный расход (для дипроксамина-157 и дисолвана-4411 - 20÷30г на тонну эмульсии при температуре эмульсии 60-70°C; обводненность нефти получается около 1%);
- хорошо растворяясь в воде, они не реагируют с солями и кислотами, содержащимися в пластовой воде и нефти, и не дают осадков в трубах и аппаратах;
- стоимость неионогенных ПАВ в 4-6 раз выше стоимости НЧК, а расход их в сотни раз меньше.

Основные требования, предъявляемые к деэмульгаторам:

- хорошо растворяться в одной из фаз эмульсий (в нефти или воде);

- иметь достаточную поверхностную активность, чтобы вытеснить с границы раздела «нефть-вода» естественные эмульгаторы, образующие «броню» на капельках воды;
- максимальное снижение межфазного натяжения на границе фаз «нефть-вода» должно обеспечиваться при малых расходах деэмульгатора;
- не коагулировать в пластовых водах;
- быть инертным по отношению к металлам (не корродировать их).
- одновременно с этим деэмульгаторы должны быть дешевыми, транспортабельными, не изменять своих свойств в изменении температуры, не ухудшать качества нефти после обработки и обладать определенной универсальностью, т.е. разрушать эмульсии различных нефтей и вод.

По химическим свойствам неионогенные деэмульгаторы удовлетворяют большинству из этих требований. [9, с.181]

1.3.2 Механизм действия деэмульгаторов

Очевидным результатом воздействия деэмульгаторов, является разделение эмульсии, хотя механизм их действия до конца не ясен.

Под воздействием деэмульгаторов устраняются электрические поля, препятствовавшие слиянию капель; усиливаются процессы солубилизации; уменьшается концентрация естественных эмульгаторов из-за избирательной адсорбции деэмульгаторов, в следствии этого изменяется свободная энергия системы и эмульсия теряет стабильность. Установлено также "раскалывающее" действие на твердообразные пленки эмульгатора.

По теории академика Ребиндера, которая на данный момент считается общепризнанной, благодаря более высокой поверхностной активности деэмульгаторы вытесняют эмульгаторы с поверхности раздела фаз. Значит, высокая поверхностная активность — это одно из основных требований, предъявляемых к эффективному деэмульгатору. Кроме того, молекулы деэмульгатора должны обладать хорошим смачивающим действием по отношению к асфальтово-смолистым компонентам нефти для их перевода в объем дисперсионной среды из состава оболочек, при этом они возвращаются в обычное для них состояние. В результате этого образуются из молекул деэмульгатора адсорбционные слои, не обладающие значимой прочностью. С увеличением накопления деэмульгатора на поверхности капель воды между ними возникают силы взаимного притяжения, в следствии чего образуются хлопья, т. е. осуществляется флокуляция капель, которая завершается коалесценцией.

Проникая в защитный слой, который является многослойной ажурной структурой с каркасом из твердых частиц и промежутками между ними, заполненными обеими жидкими фазами, со стороны нефтяной фазы молекулы деэмульгатора адсорбируются на поверхности раздела нефти и

воды внутри защитного слоя. Ввиду дифильности молекул деэмульгаторов полярная часть прочно связывается с водой, а гидрофобная обращена при этом к гидрофильной поверхности частиц стабилизатора, что в резкой форме снижает силу взаимодействия поверхности капли воды с находящимися на ней полярными группами частиц стабилизатора. В результате изменяются краевой угол смачивания на гидрофильных участках поверхности частиц стабилизатора и инверсия смачивания. Нефтяная фаза самопроизвольно распространяется по этим участкам, и частицы стабилизатора, полностью смоченные нефтью, вытесняются в объем нефтяной фазы. В итоге капли воды лишаются защитных оболочек. Данный механизм действия деэмульгатора достаточно полно объясняет возрастание необходимого его количества с увеличением величины адсорбции стабилизатора на каплях эмульгированной воды - это связано с увеличением поверхности контакта воды и нефти внутри слоя стабилизатора. После слияния капель воды и расслоения эмульсии на нефть и воду, согласно коэффициенту распределения, деэмульгатор переходит в объемные фазы.

Однако известны работы, доказывающие, что разрушение эмульсий является результатом не только описанных выше физических, но и химических взаимодействий на межфазной поверхности. Деэмульгаторы могут выполнять роль катализаторов межфазных превращений, при этом ускорение химических процессов может достигать нескольких порядков.

Примерами химического взаимодействия, происходящего на межфазной границе, являются такие процессы, как нейтрализация эмульгирующей способности природного ПАВ посредством связывания его с реагентом - деэмульгатором в неактивный комплекс; отрыв от природных ПАВ полярной группы молекулой реагента - деэмульгатора.

Отмечаются также явления комплексообразования соединений, из которых формируется межфазная граница. Комплексные соединения образуют гидрофильные ПАВ с гидрофобными эмульгаторами, входящими в состав нефтей, что и нейтрализует их эмульгирующую способность.

Возможны также взаимодействия, при которых гидрофобный фрагмент молекулы субстрата встраивается в систему реагента, в структуре которого имеется определенного размера гидрофобная полость. Такие реагенты могут быть получены путем оксиэтилирования фенолформальдегидных смол. Примером такого деэмульгатора является полинол.

Таким образом, между природным поверхностно-активным веществом и деэмульгатором в процессе разрушения эмульсионных систем возникают как физические, так и химические взаимодействия. Это подтверждает необходимость получения высокоэффективных деэмульгирующих композиций, так как взаимодействие компонентов деэмульгирующей смеси с веществами из состава адсорбционной оболочки носит многофакторный характер и может проявляться в соответствии с взаимодействиями, описываемыми различными механизмами или в различном их сочетании. Приведенные данные позволяют констатировать, что при всей сложности

механизма разрушения эмульсии под воздействием деэмульгатора процесс требует обязательного его присутствия. И все факторы, способствующие снижению концентрации деэмульгатора на межфазной поверхности, будут приводить к уменьшению эффективности процесса деэмульсации. [6, с.138-140]

1.4 Способы деэмульгирования

Деэмульгирование нефтяных эмульсий лежит в основе обоих процессов подготовки нефти к переработке - ее обезвоживания и обессоливания. При обезвоживании деэмульгированию подвергают исходную эмульсионную нефть, при обессоливании - искусственную эмульсию, создаваемую при перемешивании нефти с промывной водой.

Механизм разрушения нефтяных эмульсий можно разбить на три элементарных стадии:

- столкновение глобул воды;
- слияние их в более крупные капли;
- выпадение капель или выделение в виде сплошной водной фазы.

Чтобы обеспечить максимальную возможность столкновения глобул воды- увеличивают скорость их движения в нефти различными способами: перемешиванием в смесителях, мешалках, при помощи подогрева, ультразвука, электрического поля, центробежных сил и др. однако для слияния капель воды одного столкновения недостаточно, нужно при помощи деэмульгаторов или другим способом ослабить структурно-механическую прочность слоев, обволакивающих глобулы воды, и сделать их гидрофильными. Необходимо создать наилучшие условия для быстрого и полного отстоя крупных капель воды от нефти.

Способы деэмульгирования нефтяных эмульсий условно можно разделить на следующие группы:

- механические - фильтрация, центрифугирование, обработка ультразвуком и др.;
- термические - подогрев и отстаивание при атмосферном давлении и под избыточном давлением; промывка нефти горячей водой;
- электрические - обработка в электрическом поле переменного или постоянного тока;
- химические - обработка эмульсий различными реагентами - деэмульгаторами.

В промышленности наибольшее применение нашли комбинированные способы разрушения нефтяных эмульсий, которые нельзя отнести только к одной из указанных выше групп. [2, с.33]

1.4.1 Гравитационное холодное разделение

Гравитационное разделение эмульсий применяется в том случае, когда нефть и вода не подвергаются сильному перемешиванию и когда содержание пластовой воды в нефти достигает примерно 60%.

Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осаждается в их нижнюю часть.

В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник.

Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

1.4.2 Фильтрация

Нестойкие эмульсии иногда успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть представлен гравием, битым стеклом, древесными и металлическими стружками, стекловатой и другими материалами.

Деэмульсация нефтей при помощи фильтров основана на явлении селективного смачивания.

Фильтры конструктивно выполняются обычно в виде колонн, причем размеры их зависят от объема прокачиваемой эмульсии, вязкости ее и скорости движения. Нефтяная эмульсия вводится в колонну снизу и проходит через фильтр, где вода удерживается, а нефть свободно пропускается и отводится через верх, выделившаяся же вода сбрасывается через низ колонны.

Деэмульсация нефтей фильтрацией как самостоятельный процесс почти не применяется, однако в сочетании с термохимическими методами она уже сейчас широко распространена.

1.4.3 Центрифугирование

Метод разрушения нефтяных эмульсий в центрифугах как прямого, так и обратного типа пока не нашел широкого промышленного применения, однако он является эффективным.

Значительную силу инерции, возникающую в центрифуге, можно использовать для разделения жидкостей, имеющих различные плотности.

На рисунке 1 показана схема устройства центрифуги.

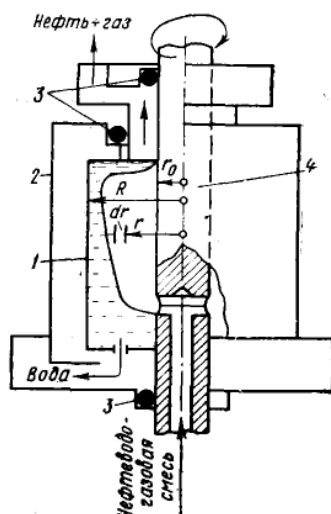


Рисунок 1 – Схема центрифуги
1-ротор; 2-кожух; 3-сальники; 4-вал центрифуги

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полному валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

При обессоливании содержание воды в нефти доводится до 1-2%. [5, с.93]

1.4.4 Внутритрубная деэмульсация

Применение внутритрубной деэмульсации было вызвано стремлением увеличить производительность существующих установок подготовки нефти и улучшить качество ее подготовки, а также повысить пропускную способность системы промыслового сбора.

Внутритрубная деэмульсация получила широкое распространение в связи с появлением высокоэффективных деэмульгаторов (дипроксамина-157, дисолвана-4411 и др.) Принцип внутритрубной деэмульсации очень прост (если рассматривать ее на немолекулярном уровне) состоит в следующем: в межтрубное пространство эксплуатационных скважин или в начало сборного коллектора дозировочным насосом (в количестве 15-20г на тонну нефтяной эмульсии) подается деэмульгатор, который сильно перемешивается с этой эмульсией в процессе ее движения от забоя до УПН и разрушает ее. [5, с.93]

В основе внутритрубной деэмульсации лежат физико-химические и гидродинамические процессы. Физико-химический процесс - это диффузия реагента-деэмульгатора в объеме нефти и воды, адсорбция его на границах раздела фаз, вытеснение деэмульгатором природных стабилизаторов с глобул

эмульгированной воды в нефти и т.п. К гидродинамическим процессам можно отнести диспергирование и коалесценцию агрегативно-неустойчивых глобул воды под действием турбулентных пульсаций, укрупнение капель воды, расслоение фаз и т.д. [10, с.201]

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от многих факторов, главными из которых являются: эффективность самого деэмульгатора, интенсивность и длительность перемешивания эмульсии с ПАВ, количество воды, содержащейся в эмульсии и температуры смешения транспортируемой эмульсии. Практикой установлено, что чем выше уровень всех этих факторов (то есть чем больше эффективность ПАВ, длительность перемешивания, количество воды и температура эмульсии), тем интенсивнее происходит внутритрубная деэмульсация. Однако эффективность внутритрубной деэмульсации значительно падает при увеличении содержания в нефти асфальтенов и плотности этой нефти.

При длительном и интенсивном перемешивании эмульсии ($Re > 5000$) на поверхность каждой капельки воды, имеющую «броню» должно «попасть» очень незначительное количество более эффективного ПАВ, которое и разрушает эту «броню». Потерявшие «броню» мельчайшие капельки воды коалесцируют при перемешивании, в результате чего образуются крупные капли, которые легко отделяются от нефти за счет разности плотностей в каплеобразователях и отстойниках. [5, с.93]

1.4.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспорт, кроме того вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создает затруднения при переработке нефти на НПЗ вследствие усиленного развития коррозии оборудования.

Широкое распространение термохимический способ разрушения эмульсий получил из-за таких преимуществ, как возможность без изменения оборудования и аппаратуры менять реагенты-деэмульгаторы, простота технологического оформления.

Недостатками термохимического способа являются большие потери легких фракций нефти ввиду испарения при отстаивании в негерметизированных резервуарах подогретой эмульсии.

Термохимические установки подготовки нефти работают как под атмосферным тик и избыточным давлением. Рациональность проведения указанных процессов под повышенным давлением объясняется стремлением к сокращению расходов топлива на подогрев нефтяных эмульсий, повышением температур ведения процессов обезвоживания и обессоливания, необходимостью сокращения потерь легких фракций. Отстой подогретой нефтяной эмульсии в герметизированных емкостях под давлением до 10

кгс/см², а иногда и более (в зависимости от характеристики нефти) позволяет почти полностью ликвидировать потери легких фракций. Повышение температуры обрабатываемых отдельных эмульсий до 70~100°С дает возможность резко снизить их вязкость, уменьшить прочность защитных слоев глобул эмульгированной воды, что способствует проникновению в них химических веществ (деэмульгаторов) и в результате — снижению времени отстоя и расхода деэмульгатора. Расход тепла на подогрев эмульсии может быть сокращен путем регенерации основной части тепла потоков нефти.

Этот способ характеризуется большой устойчивостью и надежностью, возможностью широко регулировать режим при различной обводненности и стойкости эмульсий, следует отметить также чрезвычайную простоту технологической схемы и аппаратного оформления, удобство обслуживания с применением необходимых средств автоматизации, а также возможность аппаратного оформления установок в виде отдельных автоматизированных блоков заводского изготовления.

Термохимические процессы обессоливания как самостоятельные широкого распространения в практике промысловой подготовки и переработки нефти не получили. Однако в сочетании с электрическим способом перед окончательным обессоливанием их применяют почти на всех электрообессоливающих установках.

Основной аппаратурой для осуществления этих процессов служат подогреватели, теплообменники и отстойники.

Дальнейшим усовершенствованием термохимического способа является деэмульсация нефтей промывкой их через слой воды. Было установлено, что если в эмульсию типа вода в нефти, введено какое-то количество поверхностно-активного вещества, но при условии, что водяные капли, диспергированные в нефти, по-прежнему окружены нефтью, то пленка водяной капли продолжает упрочняться и увеличиваться и, следовательно, среда, способствующая образованию эмульсии, остается. Такой средой для гидрофобных эмульсий служит нефть. Если средой оказывается вода, т. е. водяная капля окружена водой, то образование эмульсии прекращается, в виду равенства поверхностного натяжения. Внутри и снаружи пленки последняя капля легко разрушается. Таким образом, чтобы уменьшить стойкость гидрофобной эмульсии, необходимо создать условия для окружения водяной капли не нормальной для этой эмульсии средой, которой может служить вода, близкая по составу к воде, диспергированной в нефти. С установлением этой закономерности стало возможно подойти к простейшему способу деэмульсации.

Разумеется, деэмульгатор и температура как факторы, снижающие поверхностное натяжение, играют решающую роль. Для деэмульсации необходимо, чтобы эмульсия проходила через водяную подушку в виде капель. При чрезмерном распылении эмульсии возможно обращение фаз, т. е. превращение гидрофобной эмульсии в гидрофильную. Одновременно с

деэмульсацией нефти происходит и ее обессоливание вследствие растворения солей в промывочной воде. [8, с.32-34]

1.4.6 Электрическое обезвоживание и обессоливание

Электрический способ деэмульсации нефтей достаточно известен как эффективный и широко распространенный в промысловой и особенно в заводской практике. Электрический способ можно сочетать с другими способами (термическим, химическим и др.). При удачно подобранном режиме этот способ эффективен применительно к эмульсиям практически любых типов. Эмульсия, как дисперсная система, электрически нейтральна — находится в уравновешенном состоянии. Одноименные (положительные) заряды капель воды стремятся воспрепятствовать их сближению и агрегированию, придавая ей таким образом дополнительную стабильность. При относительном перемещении фаз под действием внешних сил эмульсия перестает быть нейтральной. Часть отрицательных зарядов, находящихся на удалении от капель, уносится от них. Начинает превалировать положительный заряд капель воды, которые становятся электрически заряженными до определенного потенциала. Заряд капель может быть не только положительным, но и отрицательным в зависимости от кислотности нефтяной среды.

Эффективному электрическому воздействию поддаются эмульсии типа «вода в нефти». Электрообработка эмульсии типа «нефть в воде» затруднительна в связи с постоянной угрозой короткого замыкания электродов через эмульсию.

По характеру возникающего электрического поля различают способы с использованием переменного и постоянного токов промышленной и высокой частоты.

Для установления механизма разложения эмульсии и физических явлений, происходящих при электрическом воздействии, рассмотрим поведение эмульсии в поле постоянного и переменного тока.

При прохождении эмульсии через электрическое поле, созданное постоянным током, капли воды стремятся располагаться вдоль силовых линий поля (аналогично железным опилкам в магнитном поле). С образованием водяных цепочек резко увеличиваются проводимость эмульсии и сила тока. Кроме того, в электрическом поле наблюдаются явления катофореза и электрофореза. При этом диспергированные капли воды, имеющие положительный заряд, устремляются к отрицательному электроду, скапливаясь около него, и наоборот. Это сопровождается разрушением адсорбционного слоя поверхности капель и их слиянием.

Под действием взаимного притяжения форма капель изменяется, и ослабляется таким образом поверхностное натяжение.

С увеличением напряжения, приложенного к электродам, и уменьшением вязкости скорость перемещения капель возрастает, повышается вероятность их деформации, разрыва и слияния в более крупные. Изменение градиента электрического поля необходимо для преодоления существующих сил отталкивания капель с одноименными зарядами. Кроме того, благодаря электрической индукции между каплями, соприкасающимися в цепочках, возникают свои элементарные поля, приводящие к пробое и разрывам оболочек капель. В результате капли непрерывно сливаются и оседают — начинается интенсивное расслаивание эмульсии.

Следует заметить, что по закону Стокса с укрупнением капель скорость их движения возрастает и условия для их столкновения и агрегирования становятся все более благоприятными.

При прохождении эмульсии через электрическое поле, создаваемое переменным по величине и направлению током, механизм разрушения эмульсии несколько иной. Как и при постоянном токе, происходит катодорез, с той разницей, что вследствие изменения направления тока капли воды находятся в колебательном движении. Под воздействием сил между ними (переменных направлений) форма их постоянно меняется. В связи с этим капля воды испытывает непрерывную деформацию, разрываясь в местах перенапряжения. Кроме того, вследствие колебательных движений, возникающих при изменении направлений тока, происходит большое число столкновений капель и, как следствие, интенсивное слияние.

Одновременно капля воды, попадая в поле электрода, получает от него заряд и устремляется от электрода, сталкиваясь с другими каплями, имеющими меньшие скорости. Эти столкновения приводят к разрушению поверхностных оболочек капель и их слиянию.

Установлено, что эффект деэмульсации нефти в электрическом поле переменного тока в несколько раз выше, чем в электрическом поле постоянного тока.

Для разработки технологической схемы и аппаратов деэмульсионной установки с использованием электрического поля необходимо знать основные факторы, влияющие на эффективность процесса. Факторы эти следующие: напряженность электрического поля, степень дисперсности эмульсии, содержание в ней воды, плотность и вязкость нефти (существенно влияющие на сроки отстаивания), электропроводность эмульсии, прочность поверхностных слоев капель воды. Влияние каждого из перечисленных факторов изменяется при подогреве эмульсии, введении химических реагентов-деэмульгаторов, ускоряющих процессы электродеэмульсации. По основным факторам, определяющим эффективность рассматриваемого процесса, остается напряженность электрического поля.

В настоящее время для электродеэмульсации нефтей применяют переменный ток промышленной частоты (50 Гц). Электродегидраторы с использованием токов высокой частоты в промысловой подготовке нефти в настоящее время практически не применяются. Для осуществления

электрообезвоживания (электрообессоливания) с помощью тока промышленной частоты разработан ряд конструкций электродегидраторов с открытыми электродами. Эти аппараты получили широкое распространение в практике обессоливания нефтяных эмульсий, поступающих для переработки на заводы. В последнее время установки с электродегидраторами промышленной частоты строятся и для промысловой подготовки нефти. Обеспечивая высокую степень качества обессоливания нефти, эти установки, однако, очень чувствительны к колебаниям содержания воды в исходной нефти, что ограничивает их применение на ступенях обезвоживания. Как показала практика, наиболее эффективным при обессоливании нефти следует считать рассматриваемый способ, в котором для стабилизации обводненности нефти вводится термохимическая ступень или ступень предварительного сброса основного балласта воды.

В электродегидраторах совмещены два процесса — обработка эмульсии в электрическом поле и отстой воды от нефти. За последнее время наметилась тенденция к совмещению с ними еще одного процесса — подогрева нефтяной эмульсии. [8, с.34-36]

1.5 Электродегидраторы и их классификация

Электродегидраторы предназначены для проведения комплексных процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Электродегидраторы классифицируются по следующим основным признакам:

1. По применению электрических полей переменного и постоянного тока. В настоящее время электродегидраторы работают в основном с полями переменного тока как в промысловых, так и в нефтезаводских установках подготовки нефти. Наряду с эффективностью обработки водонефтяных эмульсий В/Н (вода в нефти) с большой обводненностью в полях переменного тока такие системы имеют более простое и доступное электрооборудование.

2. По вводу нефти в электродегидратор.

В отечественной и зарубежной промышленной практике подготовки нефти получили распространение две принципиально разные системы ввода нефти в электродегидратор — в нижнюю часть аппарата и непосредственно в межэлектродное пространство. Установлено, что аппараты с нижним вводом эффективно эксплуатируются и дают лучшие результаты по качеству нефти при обработке нефтей легкой и средней плотности. Электродегидраторы с межэлектродным вводом эмульсии (без нижней подачи) также эффективно работают при увеличении объема электрического поля за счет введения дополнительной площади электродов (электродегидраторы 2ЭГ160/3, 2ЭП60-2 и др.) и могут иметь меньшие габариты. Серией исследований установлено, что очистка от воды и солей существенно повышается при комбинированном

вводе эмульсии в аппарат, когда организуется одновременная раздельная подача около 2/3 нефти (по производительности) в подэлектродную зону и около 1/3 в межэлектродную зону.

Характерной особенностью электродегидраторов с двумя раздельными вводами является их универсальность. Она позволяющая при необходимости эксплуатировать эти аппараты только с нижней подачей, когда обрабатывается легкая (по плотности) и мало обводненная нефть, или только с верхней подачей при высоко обводненной нефти средней плотности; высоковязкие нефти обрабатываются в аппаратах, как правило, с нижним и верхним вводами.

3. По конструктивным особенностям. Различают несколько видов электродегидраторов: вертикальные, шаровые и горизонтальные. [11, с.868]

1.5.1 Конструкции электродегидраторов

В нашей стране эксплуатируются несколько типов электродегидраторов:

- вертикальные объемом 30 м³ (разработаны еще в середине 40-х годов, устаревшие);
- шаровые ЭД-600 объемом 600м³ (разработаны еще в 50-е годы); они вошли в состав установок ЭЛОУ, совмещенных с установками первичной перегонки нефти;
- горизонтальные объемом 80, 160, 200м³, разработанные в 60-е годы и вошедшие в состав крупных блоков ЭЛОУ мощностью 6 и 8 млн.т/год на комбинированных установках ЭЛОУ-АТ и ЭЛОУ-АВТ.

Хотя производительность шаровых электродегидраторов в десятки раз превышает производительность вертикальных, поскольку они имеют большой объем и имеют ряд недостатков. Главный из них - невозможность их установки перед АТ и АВТ, т.к. эти дегидраторы рассчитаны на сравнительно низкое давление 0,6-0,7МПа. Строить их с учетом более высокого давления сложно и дорого. При низком расчетном давлении толщина стенки шаровых электродегидраторов из-за большого их диаметра (10,5м) велика - это 24мм. При более высоком давлении толщина будет еще больше.

Основным фактором, лимитирующим производительность электродегидраторов, является линейная скорость подъема нефти.

Скорость движения нефти вверх не должна превышать скорость оседания диспергированных в ней капель, поскольку в противном случае они будут увлекаться потоком нефти и вместе с ней уходить в верхнюю часть электродегидратора. Обычно линейная скорость движения нефти в токе электродов составляет 7-8 м/ч.

При сопоставлении технических характеристик горизонтального и шарового электродегидраторов выявлено, что при одинаковой скорости

удельная производительность горизонтальных электродегидраторов выше, чем шаровых.

На отечественных нефтеперерабатывающих заводах в настоящее время используются высокопроизводительные горизонтальные электродегидраторы. [4, с.283]

1.5.2 Перспективы развития электродегидраторов

Один из путей совершенствования электродегидраторов - межэлектродный ввод эмульсий, что позволяет повысить стабильность электрического режима, устойчивость работы при смене сырья. Ограничение производительности таких аппаратов обусловлено неравномерностью скоростей и времени электрообработки эмульсии в различных участках межэлектродного пространства.

Институт «Гипровостокнефть» г.Самара в своих конструкциях электродегидраторов объединяет межэлектродный ввод нефти с ее нижним вводом. Предотвращение замыкания электродов поляризационными цепочками из капель воды достигается снижением напряженности электрического поля за счет увеличения межэлектродного расстояния.

В Гипротюменьнефтегаз им. В. И. Муравленко В. Х. Латыповым и Р. С. Юманчиковым предложен электродегидратор с системой коаксиальных электродов „стержень-цилиндр". Внешний положительный электрод выполнен из пористого токопроводящего материала, а внутренний электрод снабжен перпендикулярными к поверхности стержня иглами, которые заряжают глобулы воды и частицы, коагулирующие в зоне внешнего пористого электрода и седиментирующие в зазоре между корпусом и цилиндрическим электродом. Они предложили устройство для обезвоживания и очистки нефти от механических примесей, в котором положительный электрод выполнен в виде перфорированных дисков, а соседние диски установлены с возможностью вращения в разном направлении. Диски с налипшим слоем воды, обогащенной солями с механическими примесями, под действием потока нефти вращаются в разных направлениях вследствие специального выполнения перфорации на них. Под действием центробежных сил вода стекает с их поверхности на стенки и скапливается на дне корпуса, откуда удаляется, что исключает забивание перфораций на дисках.

В области совершенствования электродегидраторов можно выделить следующие основные направления:

1. Оптимизация электродных систем, создающих неоднородное электрическое поле.
2. Совершенствование экологичности процессов и повышение экологической безопасности путем уменьшения потребления свежей воды.

3. Повышение эффективности коалесценции турбулизацией промывочной воды и создание благоприятных гидродинамических условий, способствующих отстою воды.

4. Введение нефти в межэлектродное пространство трехэлектродных электродегидраторов и увеличение объема электрического поля для обессоливания нефти, образующих агрегатно-устойчивые трудноразрушаемые эмульсии. Возможны и две системы ввода нефти - в нижнюю зону и в межэлектродное пространство с регулированием соотношений подачи в зависимости от изменения свойств сырья.

5. Увеличение производительности электродегидраторов за счет улучшения условий осаждения капель, приводящих к увеличению концентрации капель и, следовательно, к интенсификации процесса их коалесценции.

6. Увеличение скорости истечения нефти из отверстий емкости для маточного раствора, при которой уменьшаются застойные зоны. Взаимодействие нефти с дренажной водой происходит в большей части объема, причем образуется более высокодисперсная эмульсия. Уменьшение сопротивления достигается установкой сопел, гидравлическое сопротивление которых при равной скорости истечения в 1,7—2 раза меньше и может быть рекомендовано для всех электродегидраторов.

7. Оптимизация межэлектродного расстояния с целью увеличения напряженности электрического поля и, как следствие, увеличения силы притяжения между поляризованными каплями.

8. Установка встроенных струйных смесителей, снабженных перфорированными отражателями, с площадью перфорации 5-12,5 % от площади выходного отверстия смесительного патрубка. Они работают в вертикальных электродегидраторах не менее эффективно, чем горизонтальных.

9. Использование вертикальных электродегидраторов колоколообразных электродов вместо горизонтальных решетчатых электродов, т. е. установка ряда электродов системы «коаксиальные цилиндры». Между торцом электрода и диском образуется неоднородное электрическое поле, которое более эффективно для труднообессоливаемых нефтей, а более высокая напряженность поля позволяет снизить расход промывочной воды до 1 % на нефть.

10. Использование выносных электродов электродегидраторов, так называемых электрокоалесцирующих аппаратов (электрокоалесценторов), обладающих более высокими эксплуатационными характеристиками. Этот способ пока еще не получил широкого распространения. [12, с.66]

2 Технологический расчет

2.1 Материальный баланс

Для составления материального баланса электродегидрататора необходимо знать время работы оборудования в году. Установка периодически должна подвергаться ремонту, для проведения которого она прекращает свою работу, и, следовательно, время ее работы будет меньше 365 дней. Время работы оборудования определяется как:

$$T = T_{\Gamma} - T_{\text{рем}} - T_{\text{пр}}, \quad (1)$$

где T_{Γ} — число дней в году;

$T_{\text{рем}}$ — время, необходимое на ремонт;

$T_{\text{пр}}$ — время простоя.

Принимаем согласно положению о планово-предупредительных ремонтах, $T_{\text{рем}} = 10$ дней, $T_{\text{пр}} = 5$ дней. Следовательно, время работы оборудования будет равно:

$$T = 365 - 10 - 5 = 350 \text{ дней} = 8400 \text{ ч.}$$

Исходные данные для расчета:

Годовая мощность установки по товарной нефти 3,1 млн.т/год

Годовая продолжительность работы установки 350 дней (8400 ч).

Обводненность сырой нефти 5,05% масс.

Содержание воды в товарной нефти 0,2% масс.

Плотность товарной нефти 846 кг/м³.

Плотность пластовой воды 1014 кг/м³.

В блок электродегидраторов поступает нефть в количестве:

$Q_{\text{н}} = 388979,446$ кг/ч, в том числе:

нефть — $0,9495 \cdot Q_{\text{н}} = 0,94947 \cdot 369047,619$ кг/ч = 369322,954 кг/ч;

вода — $0,0505 \cdot Q_{\text{н}} = 0,05053 \cdot 369047,619$ кг/ч = 19656,492 кг/ч.

После процесса обессоливания и окончательного обезвоживания состав потока на выходе из блока электродегидраторов должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Примем:

товарная нефть: вода — 0,2%; нефть — 99,8%;

пластовая вода: нефть — 0,1%; вода — 99,9%.

Принимаем:

$Q_{\text{н}}^{\text{дег}} = N_1$ — количество товарной нефти из блока электродегидраторов, кг/ч;

$Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = B_1$ — количество пластовой воды из блока электродегидраторов, кг/ч.

Составим систему уравнений:

$$0,9495 \cdot Q_{\text{н}} = 0,998 \cdot N_1 + 0,001 \cdot B_1 \quad (2)$$

$$0,0505 \cdot Q_{\text{н}} = 0,999 \cdot B_1 + 0,002 \cdot N_1 \quad (3)$$

Решая эту систему, получаем:

$$H_1 = 370044,107 \text{ кг/ч}$$

$$B_1 = 18935,3396 \text{ кг/ч}$$

Таким образом, получили следующее массовое распределение потоков на выходе из блока электродегидраторов:

товарная нефть: $Q_{\text{н}}^{\text{дег}} = 370044,107 \text{ кг/ч}$, в том числе:

$$\text{нефть} - 0,998 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{дег}} = 0,998 \cdot 370044,107 = 369304,019 \text{ кг/ч}$$

$$\text{вода} - 0,002 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{дег}} = 0,002 \cdot 370044,107 = 740,088 \text{ кг/ч.}$$

пластовая вода: $Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = 18935,339 \text{ кг/ч}$, в том числе:

$$\text{вода} - 0,999 \cdot Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = 0,999 \cdot 18935,339 = 18916,404 \text{ кг/ч;}$$

$$\text{нефть} - 0,001 \cdot Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = 0,001 \cdot 18935,339 = 18,935 \text{ кг/ч.}$$

Расчет материального баланса электродегидраторов выполнен правильно при соблюдении равенства:

$$\sum Q_{\text{и}}^{\text{до дег}} = \sum Q_{\text{и}}^{\text{после дег}} \quad (4)$$

$$\sum Q_{\text{и}}^{\text{до дег}} = Q_{\text{н}}^{\text{от}} = 388979,446 \text{ кг/ч;}$$

$$\sum Q_{\text{и}}^{\text{после дег}} = Q_{\text{н}}^{\text{дег}} + Q_{\text{в}}^{\text{дег}}$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{дег}} + Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = 370044,107 + 18935,339 = 388979,446 \text{ кг/ч.}$$

Данные заносим в таблицу 1.

Таблица 1

*Материальный баланс блока электродегидраторов на
3,1 млн. тонн в год потоварной нефти*

Наименование	Приход				Расход		
	% масс	кг/ч	тыс т/г		% масс	кг/ч	тыс т/г
Некондиц. нефть, в том числе:				Некондиц. нефть, в том числе:	95,13		
нефть	94,95	369322,954	3102,313	нефть	99,80	369304,019	3102,154
вода	5,05	19656,492	165,115	вода	0,20	740,088	6,217
				Итого	100,00	370044,107	3108,371
				Пластовая вода, в том числе:	4,87		
				вода	99,90	18916,404	158,898
				нефть	0,10	18,935	0,159
				Итого	100,00	18935,339	159,057
ИТОГО	100,00	388979,446	3267,428	ИТОГО	100,00	388979,446	3267,428

2.2 Технологический расчет электродегидратора

Целью расчета является нахождение максимальной производительности электродегидратора и определение количества аппаратов.

Основным аппаратом обезвоживания и обессоливания нефти считается электродегидратор. В отличие от отстойника он позволяет получать с содержанием воды до сотых долей процента. На современных установках используется наиболее эффективные горизонтальные электродегидраторы.

В качестве электродегидратора примем горизонтальный цилиндрический аппарат ЭГ-200.

Исходные данные для расчета:

производительность $G=388979,446$ кг/ч;

температура электрообезвоживания $t=45^{\circ}\text{C}$;

плотность нефти при 45°C $\rho_n=828,218$ кг/м³;

плотность воды при 45°C $\rho_v=1012,215$ кг/м³;

Наименьший диаметр осаждающихся капель воды $d=2,2 \cdot 10^{-4}$ (принимаем).

$$\rho_{\text{эм}}^{45} = \frac{1}{(0,95/828,218) + (0,05/1012,215)} = 835,815 \text{ кг/м}^3 \quad (5)$$

Найдем кинематическую вязкость при 45°C :

$$\lg \mu_{45} = \lg \mu_{20} \cdot \left(\frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} \right)^{\frac{45-20}{30}} = \lg(9 \cdot 10^{-3}) \cdot \left(\frac{\lg(4,37 \cdot 10^{-3})}{\lg(9 \cdot 10^{-3})} \right)^{\frac{45-20}{30}} \quad (6)$$

$$\mu_{45}=4,965 \text{ мПа}\cdot\text{с},$$

$$v_{45} = \frac{\mu_{45}}{\rho_{\text{эм}}^{45}} = \frac{4,965 \cdot 10^{-3}}{835,815} = 5,940 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

Максимальная поверхность осаждения в выбранном аппарате составит:

$$F = b \cdot l$$

где b – длина хорды (или ширина поверхности осаждения), определяется по уравнению:

$$b = 2\sqrt{R^2 - (R - h)^2}, \quad (7)$$

$$b = 3,4$$

$$\text{Тогда, } F = b \cdot l = 3,1 \cdot 23,45 = 79,73 \text{ м}^2$$

Предположим, что $Re < 0,4$, при таком значении критерия Рейнольдса скорость осаждения капель воды в неподвижной среде определяется по формуле Стокса:

$$U_{\text{пок}} = d^2 \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_n) / (18 \cdot \eta_n \cdot \rho_n) \quad (8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

$$U_{\text{пок}} = (2,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 9,81 \cdot (1012,215 - 828,218) / (18 \cdot 5,940 \cdot 10^{-6} \cdot 828,218) = 0,00099 \text{ м/с};$$

При использовании необходимо проверить значения Рейнольдса Re по формуле:

$$Re = U_{\text{пок}} \cdot d / V_{\text{н}}; \quad (9)$$

$$Re = 0,00099 \cdot 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot (5,940 \cdot 10^{-6}) = 0,0365;$$

Критерий $Re < 0,4$, следовательно, использование формулы Стокса справедливо.

В качестве электродегидратора примем аппарат типа ЭГ-200 с характеристиками, представленными в таблице 2.

Таблица 2

Характеристика электродегидратора ЭГ-200

Показатель	Ед. измерения	Значение
Эффективный объем V	м^3	200
Диаметр D	мм	3400
Длина L	мм	23650
Расчетное давление P	МПа	1
Рабочая производительность Q	$\text{м}^3/\text{час}$	50-350
Номинальное расстояние от дна электродегидратора до границы раздела фаз h_1	м	1

Скорость движения нефти $U_{\text{н}}$ в электродегидраторе при нижней ее подаче определяется по формуле:

$$U_{\text{н}} = h_3 / \tau, \quad (10)$$

где h_3 – высота слоя эмульсии, м;

$$h_3 = 0,5 \cdot D - h_1, \quad (11)$$

где h_1 – расстояние от дна электродегидратора до поверхности раздела фаз. Примем $h_1 = 1$ м, а время отстоя $\tau = 1$ час. Тогда:

$$U_{\text{н}} = (0,5 \cdot 3,4 - 1) / 1 = 0,7 \text{ м/ч} = 0,00019 \text{ м/с};$$

Фактическая скорость осаждения капель воды в потоке поднимающейся нефти составит:

$$U_{\text{факт}} = U_{\text{пок}} - U_{\text{н}}; \quad (12)$$

$$U_{\text{факт}} = 0,00099 - 0,00019 = 0,00080 \text{ м/с};$$

Максимальная производительность электродегидратора при данном режиме составит:

$$Q_{\text{макс}} = U_{\text{факт}} \cdot S = 0,00080 \cdot 79,73 = 0,0648 \text{ м}^3/\text{с} = 233,28 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Необходимое число параллельно работающих электродегидраторов определим по формуле:

$$n = Q_{\text{эм}} / Q_{\text{макс}}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{эм}} = G / \rho_{\text{эм}} = 388979,446 / 835,815 = 465,390 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$n = 465,390 / 233,28 = 1,995$$

Принимаем 2 стандартных горизонтальных электродегидратора типа ЭГ-200.

Тепловой расчет электродегидратора

Целью расчета является определение количества тепла, уходящего в окружающую среду.

В аппарате не протекают основные химические реакции с поглощением или выделением тепла. На установке 2 электродегидратора, следовательно, поток эмульсии через аппарат будет равен:

$$G_{\text{эг}} = G / n = 388979,446 / 2 = 194489,723 \text{ кг/ч в том числе:}$$

$$\text{нефть} - G_{\text{н}} = 0,9495 \cdot 194489,723 = 184661,477 \text{ кг/ч}$$

$$\text{вода} - G_{\text{в}} = 0,0505 \cdot 194489,723 = 9828,246 \text{ кг/ч}$$

Температуру эмульсии, подаваемой на обезвоживание и обессоливание примем равной 45°C, температуру товарной нефти на выходе из электродегидратора 40°C, температура выходящей пластовой воды 40°C.

Определим количество тепла входящего в аппарат:

$$Q_{\text{вход}} = G_{\text{н}} I_{\text{н.н.}} + G_{\text{в}} I_{\text{к.в.}} = 184661,477 \cdot 84,545 + 9828,246 \cdot 188,35 = 17463354,7 \text{ кДж/ч}$$

Аналогично найдем количество тепла, уносимого из аппарата с товарной нефтью и водой.

$$Q_{\text{вых.н.}} = 0,998 \cdot G_{\text{н}}^{\text{эдг}} \cdot I_{\text{к.н.}} + 0,002 \cdot G_{\text{н}}^{\text{эдг}} \cdot I_{\text{к.в.}}$$

$$Q_{\text{вых.в.}} = 0,999 \cdot G_{\text{в}}^{\text{эдг}} \cdot I_{\text{к.в.}} + 0,001 \cdot G_{\text{в}}^{\text{эдг}} \cdot I_{\text{к.н.}}$$

где $I_{\text{н.н.}}, I_{\text{к.н.}}$ - энтальпии нефти в жидком состоянии на входе и выходе из электродегидратора;

$I_{\text{н.в.}}, I_{\text{к.в.}}$ - энтальпии воды в жидком состоянии на входе и выходе из электродегидратора.

$$Q_{\text{вых.н.}} = 0,998 \cdot 184661,477 \cdot 75,464 + 0,002 \cdot 184661,477 \cdot 167,45 = 13969266,24 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{вых.в.}} = 0,999 \cdot 9828,246 \cdot 167,45 + 0,001 \cdot 9828,246 \cdot 75,464 = 1644835,76 \text{ кДж/ч}$$

Потери тепла в окружающую среду:

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{вход}} - Q_{\text{вых.н.}} - Q_{\text{вых.в.}} \quad (14)$$

$$Q_{\text{пот}} = 17463354,74 - 13969266,24 - 1644835,76 = 1849252,74 \text{ кДж/ч}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 3.

Тепловой баланс электродегидратора

Приход (кДж/ч)		Расход (кДж/ч)	
Тепло, приходящее с нагретой эмульсией	17463354,74	Тепло, уходящее с товарной нефтью	13969266,24
		Тепло, уходящее с водой	1644835,76
		Потери тепла в окр.среду	1849252,74
Итого	17463354,74	Итого	17463354,74

2.3 Расчет штуцеров электродегидратора

Диаметр штуцеров рассчитываем по уравнению расхода:

$$V = S \cdot \omega \Rightarrow d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}}, \quad (15)$$

где ω - скорость продукта, принимается 1-3 м/с;

V - объемный расход продукта, м³/с.

Расчет штуцера входа эмульсии в электродегидратор.

Расход эмульсии составляет:

$$V = Q_{н}^{отс} / (n \cdot 3600 \cdot \rho_{эм}) = 388979,446 / (2 \cdot 3600 \cdot 835,815) = 0,0646 \text{ м}^3/\text{с},$$

где n – количество электродегидраторов.

Скорость эмульсии принимаем 1 м/с.

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0646}{3,14 \cdot 1,0}} = 0,287 \text{ м}.$$

Принимаем $D_y = 300$ мм.

Расчет штуцера выхода воды

Расход воды составляет:

$$V = \frac{Q_{в}^{эдг}}{n \cdot 3600 \cdot \rho_{пл.в}} = \frac{18935,339}{2 \cdot 3600 \cdot (1014 \cdot 0,999 + 846 \cdot 0,001)} = 0,00259 \text{ м}^3/\text{с} \quad (15)$$

Принимаем скорость воды $\omega = 0,6$ м/с.

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00259}{3,14 \cdot 0,6}} = 0,074 \text{ м}.$$

Принимаем $D_y = 80$ мм.

Расчет диаметра штуцера выхода товарной нефти

Расход товарной нефти составляет:

$$V = \frac{Q_{н}^{эдг}}{n \cdot 3600 \cdot \rho_{н}} = \frac{370044,107}{2 \cdot 3600 \cdot (0,998 \cdot 846 + 0,002 \cdot 1014)} = 0,061 \text{ м}^3/\text{с}$$

Принимаем скорость товарной нефти $\omega = 1,5$ м/с.

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,061}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,227 \text{ м.}$$

Принимаем $D_y = 250$ м

3 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

3.1 Выбор материала

Данный электродегидратор изготовлен для категории размещения 1 по ГОСТ 15150 (для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом) с установкой на открытом воздухе. Применяется в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах II₅ и II₄ по ГОСТ 16350 с температурой воздуха при эксплуатации: для умеренного климата от +40°C до -50°C. Учитывая давление 1,0 МПа и среднюю коррозионность среды, принимаем низколегированную сталь марки 09Г2С, которая имеет механические характеристики:

$\sigma_B = 480 \text{ МПа}$, $\sigma_T = 330 \text{ МПа}$ при толщине проката 10 – 20 мм.

3.2 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки и днища аппарата

Исходные данные:

$V := 2000 \text{ см}^3$ - объем емкости

$D := 3400 \text{ мм}$ - внутренний диаметр

$L := 23560 \text{ мм}$

$l := 21000 \text{ мм}$

$p := 1 \text{ МПа}$ - рабочее давление

$t := 100 \text{ С}$ - температура расчетная

$\Pi := 0.08 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$ - скорость коррозии

$S := 2078.2 \text{ м}^2$ - площадь внутренней поверхности

$T := 15 \text{ лет}$ - срок эксплуатации

Материал - Сталь 09Г2С

σ - допускаемое напряжение при температуре среды

Так как $t=45$, то допускаемое напряжение будет равно:

$\sigma_{t45} := 190 \text{ МПа}$

допускаемое напряжение материала при нормальных условиях

$\sigma_{t20} := 196 \text{ МПа}$

$\eta := 1$ - коэффициент запаса прочности

$g := 9.8 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ - ускорение свободного падения

$R_{p1} := 330 \text{ МПа}$ - расчетное значение предела текучести

предел текучести при 20 градусах:

$$R_{02} := \frac{R_{p1} \cdot 0.8}{1.11}$$

$$R_{02} = 237.838 \text{ МПа}$$

$$R_{02} := \text{ceil}(R_{02})$$

$$R_{02} = 238 \text{ МПа}$$

$n := 2.4$ коэффициент запаса устойчивости для рабочих условий

$n_T := 1.1$ - коэффициент устойчивости при гидравлическом испытании

Расчет толщины стенок цилиндрической обечайки

$$s \geq s_p + c$$

$$\sigma := (\sigma_{t45})^{0.8}$$

$$\sigma = 152$$

согласно примечанию ГОСТ Р 52857.1-2007

ϕ - коэффициент прочности продольного сварного шва

Так как сварной шов стыковой и выполняется вручную с одной стороны, а длина контролируемого шва составляет 100% от общей длины, то

$$\phi_p := 0.9$$

$$s_p := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot \phi_p - p} \quad (16)$$

$$s_p = 12.472 \text{ — расчетная толщина стенки}$$

$$c_1 := \text{П} \cdot \text{Т}$$

$$c_1 = 1.2$$

Добавка при компенсации коррозии и эрозии

$$c_2 := 2$$

$$s := s_p + c_1 + c_2$$

$$s = 15.672$$

$$s := \text{ceil}(s)$$

$$s = 16 \text{ мм — исполнительная толщина стенки}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$p_d := \frac{2 \cdot \sigma \cdot \phi_p \cdot (s - c_1)}{D + (s - c_1)} \quad (17)$$

$$p_d = 1.186$$

Проверка на условие прочности

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } p \leq p_d \\ \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

Согласно ГОСТ 19903-74 «ПРОКАТ ЛИСТОВОЙ ГОРЯЧЕКАТАНЫЙ»

Получаем толщину стенки цилиндрической обечайки

$$s = 16 \text{ мм}$$

Расчет толщины стенки стандартной эллиптической крышки

$$H := 0.25D$$

$H = 850$ мм-высота выпуклой части днища без учета цилиндрической части

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие применения формул выполняется"} & \text{if } 0.2 \leq \frac{H}{D} \leq 0.5 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{sl} = \text{"Условие применения формул выполняется"}$

ϕ - коэффициент прочности сварных швов

$\phi := 1$

для крышек, изготовленных из одной заготовки

$$R := \frac{D^2}{4H} \quad (18)$$

$R = 3.4 \times 10^3$ -радиус кривизны в вершине крышки по внутренней поверхности

$R := \text{ceil}(R)$

$R = 3.4 \times 10^3$

$$s_{lp} := \frac{p \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma - 0.5p}$$

$s_{lp} = 11.203$ мм

$c_2 := 2$

$s_1 := s_{lp} + c_1 + c_2$

$s_1 := \text{ceil}(s_1)$

$s_1 = 15$ мм-исполнительная толщина стенки крышки

Допускаемое внутреннее избыточное давление

$$p_{dl} := \frac{2 \cdot \sigma \cdot \phi \cdot (s_1 - c_1)}{R + 0.5(s_1 - c_1)}$$

$p_{dl} = 1.231$

Проверка на условие прочности

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } p \leq p_{dl} \\ \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{sl} = \text{"Условие прочности выполняется"}$

Принимаем толщину крышки равной толщине цилиндрической обечайки $S=16$ мм

3.3 Расчет укрепления отверстий в цилиндрической оболочке

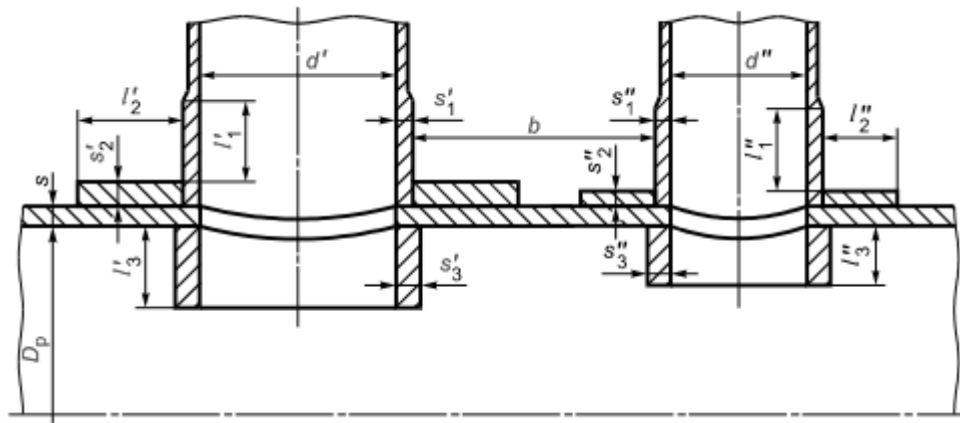


Рисунок 2 – укрепление штуцеров

Исходные данные:

$D := 3400$ мм - внутренний диаметр оболочки

Марка стали 09Г2С

$P_r := 0.9$ МПа - внутреннее расчетное давление

$t_R := 100$ °C - расчётная температура

$\underline{l} := 21000$ мм - длина неукреплённой части оболочки

$\underline{s} := 16$ мм - исполнительная толщина стенки оболочки

$d := 600$ мм - диаметр отверстия

$s_1 := s$ - толщина стенки (внутренней) штуцера

$s_3 := s$ - толщина стенки (внешней) штуцера

$l_1 := 200$ мм - длина внешней части штуцера

$l_3 := 5$ мм - длина внутренней части штуцера

$l_2 := 0.5d$ - ширина накладного кольца

$s_2 := s$ - толщина накладного кольца

$\underline{c} := 1$ мм - прибавка расчетной толщины стенки

$\phi := 1$ - коэффициент прочности сварных швов

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре,
МПа

$\sigma_d := 177$

Допускаемое напряжение для материала накладного кольца при
расчетной температуре

$\sigma_{d1} := \sigma_d$

Допускаемое напряжение для материала внешней части штуцера при
расчетной температуре

$\sigma_{d2} := \sigma_d$

Допускаемое напряжение для материала внутренней части штуцера при расчетной температуре

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

$$h := 0.25 \cdot D - \text{высота}$$

Расчёт укрепления отверстия в оболочке

Выбор типа оболочки

n:= цилиндрическая

$$n = 1$$

$$\text{Tip} := \begin{cases} \text{"цилиндрическая оболочка"} & \text{if } n = 1 \\ \text{"эллиптическая оболочка"} & \text{if } n = 2 \end{cases}$$

Расчётный диаметр оболочки

$$D_p := \begin{cases} D_p \leftarrow D & \text{if } n = 1 \\ D_p \leftarrow \frac{D^2}{2 \cdot h} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{D^2 - 4 \cdot h^2}{D^4} \cdot x^2} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (19)$$

$$D_p = 3.4 \times 10^3$$

Tip = "цилиндрическая оболочка"

Расчётный диаметр отверстия в стенке обечайки:

$$d_p := \begin{cases} d_p \leftarrow d + 2 \cdot c & \text{if } n = 1 \\ d_p \leftarrow \frac{(d + 2 \cdot c)}{\sqrt{1 - \left(2 \cdot \frac{x}{D_p}\right)^2}} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (20)$$

$$d_p = 602 \text{ мм}$$

Проверка условий применения формул для расчёта укрепления отверстий:

$$\text{Us1} := \begin{cases} \text{if } n = 1 \\ \begin{cases} \text{"отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(d_p - 2 \cdot c)}{D} > 1 \\ \text{"отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} > 0.1 \\ \text{"условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} \\ \text{if } n = 2 \\ \begin{cases} \text{"отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(d_p - 2 \cdot c)}{D} > 0.6 \\ \text{"отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} > 0.1 \\ \text{"условия применения формул выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \end{cases}$$

Tip = "цилиндрическая оболочка"

Usl = "условия применения формул выполняются"

Расчётная толщина стенки оболочки:

$$s_p := \begin{cases} s_p \leftarrow \frac{P_r \cdot D_p}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} & \text{if } n = 1 \\ s_p \leftarrow \frac{P_r \cdot D_p}{4 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$s_p = 8.666 \text{ мм}$$

Расчётная толщина стенки штуцера:

$$s'_p := \frac{P_r \cdot (d + 2 \cdot c)}{2 \cdot \sigma_{d1} \cdot \phi - P_r} = 1.534 \text{ мм} \quad (21)$$

Расчётные длины штуцеров:

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

$$l_{1p} = 95.026 \text{ мм}$$

$$l_{3p} := \min \left[l_3, 0.5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (s_3 - 2 \cdot c)} \right]$$

$$l_{3p} = 5 \text{ мм}$$

Расчётная ширина накладного кольца:

$$l_{2p} := \min \left[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s - c)} \right] \quad (22)$$

$$l_{2p} = 300 \text{ мм}$$

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

$$l_p := \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 225.832 \text{ мм}$$

Отношения допускаемых напряжений:

для внешней части штуцера

$$\chi_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d1}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_1 = 1$$

для накладного кольца

$$\chi_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d2}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_2 = 1$$

для внутренней части штуцера

$$\chi_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d3}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_3 = 1$$

Расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 90.333 \text{ мм} \quad (23)$$

Расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного

укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда,

$$d_o := 2 \cdot \left[\left(\frac{s - c}{s_p} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 420.446 \text{ мм} \quad (24)$$

Проверка необходимости укрепления отверстия

$$\text{Prov} := \begin{cases} \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{if } d_o < d \\ \text{"Укрепление не требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Tip = "цилиндрическая оболочка"

Prov = "Необходимо укрепление отверстия"

Расчетные длины штуцера:

$$l_{1p2} := \min \left[l_1, \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (s_1 - c)} \right]$$

$$l_{1p2} = 95.026 \text{ мм}$$

$$l_{2p2} := \min \left[l_3, 0.5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (s_1 - 2c)} \right]$$

$$l_{2p} = 300 \text{ мм}$$

$$l_{2p2} = 5$$

Расчетная ширина накладного кольца для первого штуцера:

$$l_{3p2} := \min \left[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s + s_2 - c)} \right]$$

$$l_{3p2} = 300$$

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

$$l_{p2} := \sqrt{D_p \cdot (s - c)}$$

$$l_{p2} = 225.832$$

Проверка условия укрепления одиночного отверстия

$$A_{1p} := l_p \cdot (s_1 - s'_p - c) \cdot \chi_1 = 1.28 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_{2p} := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 = 4.8 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_{3p} := l_{3p} \cdot (s_3 - c - c) \cdot \chi_3 = 70 \text{ мм}^2$$

$$A_{p,c} := l_p \cdot (s - s_p - c) = 1.43 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_p := 0.5 \cdot (d_p - d_{op}) \cdot s_p = 2.217 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$\text{Summa} := A_1 \cdot \chi_1 + A_2 \cdot \chi_2 + A_3 \cdot \chi_3 + A_{p,c} = 7.58 \times 10^3$$

$$\text{Prov}' := \begin{cases} \text{"условие укрепления выполняется"} & \text{if Summa} \geq A_p \\ \text{"условие укрепления НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Tip = "цилиндрическая оболочка"

Prov' = "условие укрепления выполняется"

Допускаемое внутреннее избыточное давление для первого штуцера:

Коэффициент понижения прочности:

$$K1 := 2$$

$$V := \frac{1 + \frac{l_{p2} \cdot (s_1 - c) \cdot \chi_1 + l_{p2} \cdot s_2 \cdot \chi_2 + l_{p2} \cdot (s_2 - c - c) \cdot \chi_3}{l_p \cdot (s - c)}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_p - d_o}{l_p} + K1 \cdot \frac{d + 2 \cdot c}{D_p} \cdot \frac{\phi}{\phi} \cdot \frac{l_{p2}}{l_p}} \quad (25)$$

$$V = 1.843$$

Находим допускаемое избыточное давление:

$$\sigma_d := 192 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{гор} := \frac{2 \cdot K1 \cdot (s - c) \cdot \phi \cdot \sigma_d \cdot V}{D_p + (s - c) \cdot V} \quad (26)$$

$$P_{гор} = 6.194 \times 10^6 \text{ Па}$$

3.4 Расчет укрепления отверстий в эллиптической крышке

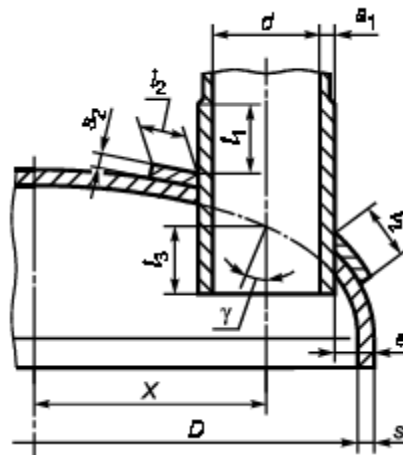


Рисунок 3 – укрепление отверстий в эллиптической крышке

Исходные данные:

$D := 340 \text{ мм}$ - внутренний диаметр оболочки-

09Г2с - Марка стали

$P_r := 0.9 \text{ МПа}$ - Внутреннее расчетное давление

$t_R := 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ - Расчётная температура

$l := 2100 \text{ мм}$ - Длина неукреплённой части оболочки

$S := 16 \text{ мм}$ - Исполнительная толщина стенки оболочки

$x := 700 \text{ мм}$ - Расстояние от центра укрепления отверстия до оси

$d := 80c_{\text{мм}}$ - Диаметр отверстия
Толщина стенки(внутренней) штуцера:

$$s_1 := s$$

Толщина стенки (внешней) штуцера:

$$s_3 := s$$

Длина внешней части штуцера:

$$l_1 := 20c_{\text{мм}}$$

Длина внутренней части штуцера:

$$l_3 := 5_{\text{мм}}$$

Ширина накладного кольца:

$$l_2 := 0.5d$$

Толщина накладного кольца:

$$s_2 := s$$

Прибавка расчетной толщины стенки:

$$c := 1_{\text{мм}}$$

Коэффициент прочности сварных швов:

$$\phi := 1$$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре,
МПа

$$\sigma_d := 177$$

Допускаемое напряжение для материала накладного кольца при
расчетной температуре

$$\sigma_{d1} := \sigma_d$$

Допускаемое напряжение для материала внешней части штуцера при
расчетной температуре

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

Допускаемое напряжение для материала внутренней части штуцера при
расчетной температуре

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

Высота

$$h := 0.25 \cdot D$$

Расчёт укрепления отверстия в оболочке

Выбор типа оболочки- эллиптическая

$$n := 2$$

$$\text{Тип} := \begin{cases} \text{"цилиндрическая оболочка"} & \text{if } n = 1 \\ \text{"эллиптическая оболочка"} & \text{if } n = 2 \end{cases}$$

Расчётный диаметр оболочки

$$D_p := \begin{cases} D_p \leftarrow D & \text{if } n = 1 \\ D_p \leftarrow \frac{D^2}{2 \cdot h} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{D^2 - 4 \cdot h^2}{D^4} \cdot x^2} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (27)$$

$$D_p = 6.353 \times 10^3$$

Tip = "эллиптическая оболочка"

Расчётный диаметр отверстия в стенке обечайки:

$$d_p := \begin{cases} d_p \leftarrow d + 2 \cdot c & \text{if } n = 1 \\ d_p \leftarrow \frac{(d + 2 \cdot c)}{\sqrt{1 - \left(2 \cdot \frac{x}{D_p}\right)^2}} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (28)$$

$$d_p = 822.213 \text{ мм}$$

Проверка условий применения формул для расчёта укрепления отверстий:

$$Us1 := \begin{cases} \text{if } n = 1 \\ \begin{cases} \text{"отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(d_p - 2 \cdot c)}{D} > 1 \\ \text{"отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} > 0.1 \\ \text{"условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} \\ \text{if } n = 2 \\ \begin{cases} \text{"отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(d_p - 2 \cdot c)}{D} > 0.6 \\ \text{"отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} > 0.1 \\ \text{"условия применения формул выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \end{cases}$$

Tip = "эллиптическая оболочка"

Us1 = "условия применения формул выполняется"

Расчётная толщина стенки оболочки:

$$s_p := \begin{cases} s_p \leftarrow \frac{P_r \cdot D_p}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} & \text{if } n = 1 \\ s_p \leftarrow \frac{P_r \cdot D_p}{4 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (29)$$

$$s_p = 8.086 \text{ мм}$$

Расчётная толщина стенки штуцера:

$$s'_p := \frac{P_r \cdot (d + 2 \cdot c)}{2 \cdot \sigma_{d1} \cdot \phi - P_r} = 2.044 \text{ мм}$$

Расчётные длины штуцеров:

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

$$l_{1p} = 109.681 \text{ мм}$$

$$l_{3p} := \min \left[l_3, 0.5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (s_3 - 2 \cdot c)} \right]$$

$$l_{3p} = 5 \text{ мм}$$

Расчётная ширина накладного кольца:

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

$$l_{2p} = 400 \text{ мм}$$

Расчётная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах при
отсутствии торообразной

вставки или вварного кольца:

$$l_p := \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 308.698 \text{ мм}$$

Отношения допускаемых напряжений:

для внешней части штуцера

$$\chi_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d1}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_1 = 1$$

для накладного кольца

$$\chi_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d2}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_2 = 1$$

для внутренней части штуцера

$$\chi_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_{d3}}{\sigma_d} \right)$$

$$\chi_3 = 1$$

Расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующий
дополнительного
укрепления

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 123.479 \text{ мм}$$

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

$$d_o := 2 \cdot \left[\left(\frac{s - c}{s_p} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - c)} = 651.379 \text{ мм} \quad (30)$$

Проверка необходимости укрепления отверстия

Prov := $\begin{cases} \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{if } d_o < d \\ \text{"Укрепление не требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$

Tip = "эллиптическая оболочка"

Prov = "Необходимо укрепление отверстия"

Проверка условия укрепления одиночного отверстия

$$A_1 := l_p \cdot (s_1 - s'_p - c) \cdot \chi_1 = 1.421 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_2 := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 = 6.4 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_3 := l_{3p} \cdot (s_3 - c - c) \cdot \chi_3 = 70 \text{ мм}^2$$

$$A_{p.c} := l_p \cdot (s - s_p - c) = 2.134 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

$$A_p := 0.5(d_p - d_{op}) \cdot s_p = 2.825 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

Для проверки условия укрепления одиночного отверстия были рассчитаны площади A1, A2, A3, A., Ap (см. рисунок 4)

A1 - площадь укрепляющего сечения внешней части штуцера, мм²

A2 - площадь поперечного сечения накладного кольца, мм²

A3 - площадь укрепляющего сечения внутренней части штуцера, мм²

A- расчетная площадь вырезанного сечения

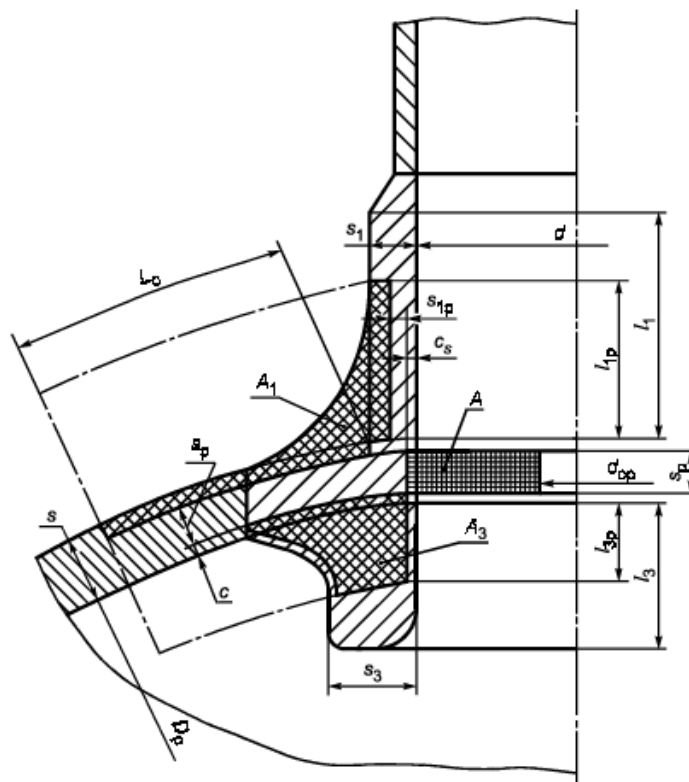


Рисунок 4 – компенсация вырезанного сечения штуцером произвольной формы

$$\text{Summa} := A_1 \cdot \chi_1 + A_2 \cdot \chi_2 + A_3 \cdot \chi_3 + A_{p.c} = 1.003 \times 10^4$$

$$\text{Prov}' := \begin{cases} \text{"условие укрепления выполняется"} & \text{if Summa} \geq A_p \\ \text{"условие укрепления НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Tip = "эллиптическая оболочка"

Prov' = "условие укрепления выполняется"

Вывод: По ГОСТу P52857.3-2007 было рассчитано укрепление отверстий в эллиптической крышке, для чего было посчитана толщина стенки оболочки, отношения допускаемых напряжений. По проверке на необходимость укрепления отверстия было выявлено, что укрепление требуется. Для проверки условия укрепления одиночного отверстия были вычислены необходимые площади ($A_1, A_2, A_3, A, A_{p.c.}$). Условие укрепления выполнилось.

3.5 Расчет фланцевого соединения

Исходные данные:

$D := 600 \text{ мм}$

$h := 45 \text{ мм}$

$P := 1 \text{ МПа}$

$$D_H := 780 \text{ мм}$$

$$h_{\Pi} := 3 \text{ мм}$$

$$D_6 := 725 \text{ мм}$$

$$S_0 := 16 \text{ мм}$$

$$D_{\text{СП}} := 718 \text{ мм}$$

$$d := 27 \text{ мм}$$

$$c_o := 1 \text{ мм}$$

$$b_{\Pi} := 15 \text{ мм}$$

$$n := 20$$

$$t := 100^{\circ}\text{C}$$

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С

Материал болтов - сталь 35Х

Материал прокладки - паронит ПОН.

Фланцы плоские, неизолированные (см. рисунок 5)

Фланцы с гладкой уплотнительной поверхностью рекомендуется применять для условных давлений среды до 1,6 Мпа

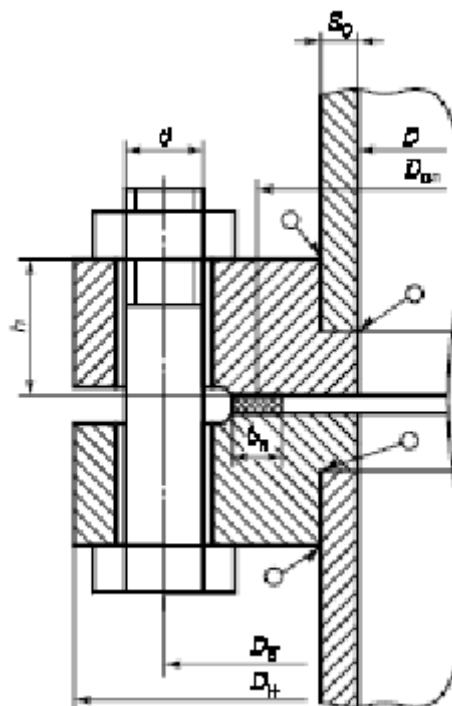


Рисунок 5 – фланцевое соединение с гладкой уплотнительной поверхностью

Выбор крепежных элементов:

bs:= болты

$$b_s = 1$$

Определение расчетных параметров

Расчетные температуры

расчетная температура неизолированных плоских фланцев $t_{\phi} = 0,96 \cdot t$

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t$$

$$t_{\phi} = 96$$

расчетная температура болтов

$$t_b := 0.85 \cdot t$$

$$t_b = 85$$

Допускаемые напряжения для болтов из стали 35Х

В рабочем состоянии

$$t := \begin{pmatrix} 100 \\ 200 \end{pmatrix} \sigma := \begin{pmatrix} 230 \\ 225 \end{pmatrix}$$

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

$$\sigma_{д.б} = 230.5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для болтов при рабочей температуре

$$E_b := 2.14 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

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

$$\sigma_{20б} := 230 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для болтов при температуре испытания $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$

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

Коэффициент линейного расширения стали 35Х при $t = 20\text{-}100 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\alpha_b := 13.4 \cdot 10^{-6} 1/\text{K}$$

Допускаемые напряжения для фланцев и обечаек стали 09Г2С по ГОСТ Р 52857.1-2007

$$t := \begin{pmatrix} 0 \\ 100 \end{pmatrix} \sigma := \begin{pmatrix} 154 \\ 149 \end{pmatrix}$$

$$\sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_{\phi}), 0.5)$$

$$\sigma_{д.ф} := 157.8 \text{ МПа}$$

Так как фланцы изготавливаются из листового проката

$$\eta := 1$$

$$\sigma_{д.ф} := \eta \cdot \sigma$$

$$\sigma_{д.ф} = 157.8 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для стали 09Г2С при рабочей температуре

$$E := 2.07 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

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

$$\sigma_{20} := 154 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{д20} := \eta \cdot \sigma_{20}$$

$$\sigma_{д20} = 154 \text{ МПа}$$

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

$$E_{20} := 2.1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 09Г2С при $t = 20 - 100$ °С
[табл. Г.1]

$$\alpha_{\phi} := 11.6 \cdot 10^{-6} \text{ 1/K}$$

Эффективная ширина плоской прокладки

$$b_{\pi} := 15 \text{ мм}$$

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

$$b_0 = 15 \text{ мм}$$

Характеристики прокладки по таблице 4.6 (ссылка на ГОСТ или лит.источник или таблицу в записке).

$$m := 2.5$$

$$q_{обж} := 20 \text{ МПа}$$

$$q_d := 130 \text{ МПа}$$

$$K_{обж} := 0.9$$

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

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке,

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

$$P_{обж} = 4.229 \times 10^4 \text{ Н}$$

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

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

$$R_{\pi} = 8.459 \times 10^4 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечений болтов М27 (шпилек) по таблице 4.3

$$f_{\zeta} := 430 \text{ мм}^2$$

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

$$A_{\zeta} := n \cdot f_{\zeta}$$

$$A_{\zeta} = 8.6 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{сп}})^2 \cdot P$$

$$Q_d = 4.049 \times 10^5 \text{ Н}$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента,

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

$$Q_{FM} = 0 \text{ Н}$$

Податливость прокладки

$$y_{\Pi} := \frac{h_{\Pi} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\Pi}}$$

$$y_{\Pi} = 398.996 \text{ мм/Н}$$

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

$$L_{\text{б0}} := 62 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости

$$L_{\text{б}} := \begin{cases} L_{\text{б0}} + 0.28 \cdot d & \text{if } bs = 1 \\ L_{\text{б0}} + 0.56 \cdot d & \text{if } bs = 2 \end{cases}$$

$$L_{\text{б}} = 69.56 \text{ мм}$$

Податливость болтов

$$y_{\text{б}} := \frac{L_{\text{б}}}{E_{206} \cdot A_{\text{б}}} \quad (31)$$

$$y_{\text{б}} = 3.71 \times 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

Расчетные параметры фланцев:

- параметр длины обечайки

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} \quad (32)$$

$$l_0 = 97.98 \text{ мм}$$

$$K := \frac{D_{\text{н}}}{D}$$

отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K = 1.3$$

коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца,

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad (33)$$

$$\beta_T = 1.796$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad (34)$$

$$\beta_U = 8.299$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] \quad (35)$$

$$\beta_Y = 7.621$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad (36)$$

$$\beta_Z = 3.899$$

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

$$\beta_F := 0.91$$

$$\beta_V := 0.55$$

$f := 1$ - коэффициент

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} \quad (36)$$

$$\lambda = 1.03$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} \quad (37)$$

$$y_\Phi = 9.222 \times 10^{-11}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом,

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H} \quad (38)$$

$$y_{\Phi H} = 2.353 \times 10^{-11}$$

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

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right] \quad (39)$$

$$C_F = 1$$

Приведенный диаметр плоского фланца

$$D_{пр} := D$$

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

$$b := 0.5(D_6 - D_{сп})$$

$$b = 3.5$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев

$$e := 0.5 \cdot (D_{сп} - D - S_0)$$

$$e = 51$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев

$$S_э := S_0$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык и плоских фланцев

$$\gamma := \frac{1}{y_{II} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\Phi} \cdot \frac{E_{20}}{E}} \quad (40)$$

$$\gamma = 2.506 \times 10^{-3}$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_{II} - 2 \cdot e \cdot y_{\Phi} \cdot b}{y_{II} + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\Phi}} \quad (41)$$

$$\alpha = 1.812 \times 10^{-10}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\Phi} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{сп}} \right)}{y_6 + y_{II} \cdot \left(\frac{D_6}{D_{сп}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\Phi} \cdot b^2} \quad (42)$$

$$\alpha_M = 1.118 \times 10^{-10}$$

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

$$Q_t := \gamma \cdot [2\alpha_{\Phi} \cdot h \cdot (t_{\Phi} - 20) - 2\alpha_6 \cdot h \cdot (t_6 - 20)] \quad (43)$$

$$Q_t = 2.391 \times 10^{-6} \text{ Н}$$

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

$$P_{\bar{6}1} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \end{array} \right] \quad (44)$$

$$P_{\bar{6}1} = 8.459 \times 10^4 \text{ Н}$$

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

$$P_{\bar{6}2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\bar{6}} \cdot \sigma_{206}) \quad (45)$$

$$P_{\text{обж}} = 4.229 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$P_{\bar{6}2} = 7.912 \times 10^5 \text{ Н}$$

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

$$P_{\bar{6}M} := \max(P_{\bar{6}1}, P_{\bar{6}2}) \quad (46)$$

$$P_{\bar{6}M} = 7.912 \times 10^5 \text{ Н}$$

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

$$P_{\bar{6}p} := P_{\bar{6}M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \quad (47)$$

$$P_{\bar{6}p} = 1.196 \times 10^6 \text{ Н}$$

Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки

Расчетные напряжения в болтах (шпильках)

- при затяжке

$$\sigma_{\bar{6}1} := \frac{P_{\bar{6}M}}{A_{\bar{6}}} \quad (48)$$

$$\sigma_{\bar{6}1} = 92 \text{ МПа}$$

- в рабочих условиях

$$\sigma_{\bar{6}2} := \frac{P_{\bar{6}p}}{A_{\bar{6}}} \quad (48)$$

$$\sigma_{\bar{6}2} = 139.08 \text{ МПа}$$

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

$$Us1_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\bar{6}1} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\bar{6}2} > \sigma_{d,6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_1 = "Условия прочности выполняются"

$$\sigma_{61} = 92 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{206} = 230 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{62} = 139.08 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{д.6} = 230.5 \text{ МПа}$$

Удельное давление на прокладку

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6P})}{\pi \cdot D_{сП} \cdot b_{П}} \quad (49)$$

$$q = 35.351 \text{ МПа}$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок)

$$Usl_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Usl_2 = "Условие прочности прокладки выполняется"

$$q = 35.351 \text{ МПа}$$

$$q_d = 130 \text{ МПа}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

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

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b$$

$$M_M = 2.769 \times 10^6 \text{ Н*мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях

$$M_P := C_F \cdot \max[P_{6P} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e] \quad (50)$$

$$M_P = 2.484 \times 10^7 \text{ Н*мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

- меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца, обечайке плоского фланца

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_o)^2 \cdot D_{ПР}} \quad (51)$$

$$\sigma_{0M} = 19.908 \text{ МПа}$$

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

- радиальное напряжение

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M \quad (52)$$

$$\sigma_{RM} = 3.442 \text{ МПа}$$

- окружное напряжение

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta \cdot Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta \cdot Z \cdot \sigma_{RM} \quad (53)$$

$$\sigma_{TM} = 3.953 \text{ МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

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

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_0 - c_o)^2 \cdot D_{пр}} \quad (54)$$

$$\sigma_{0p} = 178.543 \text{ МПа}$$

- максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца

$$\sigma_{0mp} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4 |M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)}, \frac{Q_d + F - \frac{4 |M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_o)} \right] \quad (55)$$

$$\sigma_{0mp} = 13.948 \text{ МПа}$$

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

- радиальное напряжение

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

$$\sigma_{Rp} = 30.865 \text{ МПа}$$

- окружное напряжение

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta \cdot Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta \cdot Z \cdot \sigma_{Rp}$$

$$\sigma_{Tp} = 35.452 \text{ МПа}$$

Проверка условий статической прочности фланцев

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left(\left| \sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp} \right| \right), \left(\left| \sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp} \right| \right), \left(\left| \sigma_{0p} + \sigma_{0mp} \right| \right) \right) \quad (56)$$

$$\sigma_{3max} := \max \left(\left| \sigma_{0m} + \sigma_{RM} \right|, \left| \sigma_{0m} + \sigma_{TM} \right| \right)$$

PR_1 := "Условия статической прочности при затяжке и в рабочих условиях выполняются"

PR_3 := "Условия статической прочности НЕ выполняются"

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

$$K_T := 1.3$$

$$Usl_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \sigma_{3max} < K_T \cdot \sigma_{20} \wedge \sigma_{Pmax} < K_T \cdot \sigma_{д.ф} \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Usl_3 = \text{"Условия статической прочности при затяжке и в рабочих условиях выполняются"}$

$$\sigma_{3max} = 23.861 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot \sigma_{20} = 200.2 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{Pmax} = 200.047 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot \sigma_{д.ф} = 205.14 \text{ МПа}$$

Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} \quad (57)$$

$$\Theta = 2.323 \times 10^{-3}$$

Допустимый угол поворота плоского фланца

$$\Theta_{д} := 0.013$$

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

3.6 Выбор типа опор

Для горизонтальных аппаратов опоры, как правило, делают сварными, реже литыми или из бетона, или кирпича. Число опор обычно две, но при значительной длине аппарата ставят большее количество. Желательно расстояние между опорами делать не более 8...10 м. Для того чтобы уменьшить изгибные напряжения в стенках аппарата, угол дуги опирания горизонтальной опоры желательно делать не менее 120° .

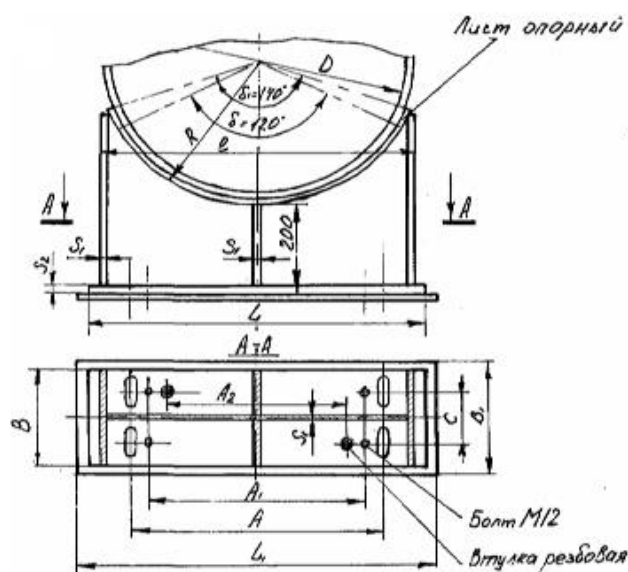


Рисунок 6 - Конструкция стандартных седловых опор под стальные сварные горизонтальные цилиндрические аппараты.

Предназначены для диаметров с $DH = 800...4000$ мм. В качестве материала используем материал корпуса – сталь марки 09Г2С.

Таблица 4

Диаметр аппарата, мм D_s	Допускаемая нагрузка на опору, кН (тс)		S_1		S_2		R	L	L_1	ℓ	ℓ_1	h	h_1	A	A_1	Масса*, кг		Масса листа подкладного, кг
			Исполнение													Исполнение		
			Исп. 1	Исп. 2	1	2										1	2	
3400		1400 (1400)	12	25	18	25	1720	2990	3010	2895	1450	970	340	2390	2000	316	570	106
							1726			2900	1451					317		
							1732			2907	1455						571	
							1740			2915	1458					318	572	

3.7 Расчет опор

Расчет проведем, используя литературу [20].

Рассчитаем максимальный вес аппарата:

$$\begin{aligned} G_{\text{макс}} &= G_{\text{мет}} + G_{\text{воды}} \\ G_{\text{мет}} &= G_{\text{цил}} + 2G_{\text{дн}} + G_{\text{шт}} + G_{\text{внутр. устр}} \end{aligned} \quad (58)$$

По приложению 10 [20 стр. 68] найдем основные данные для эллиптических днищ:

$G_{\text{дн}} = 1668$ кг – масса днища;

$F_v = 13,1 \text{ м}^2$ – поверхность днища;

$V_{\text{дн}} = 5,099 \text{ м}^3$ – емкость днища;

$G_{\text{воды}} = 200 \cdot 1000 = 200000$ кг- вес воды при гидроиспытании.

$L_{\text{цил}} = 21$ м- длина цилиндрической части аппарата.

Вес металла цилиндрической части аппарата определяем по формуле [2, стр.38,]:

$$G_{\text{цил}} = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_v^2) \cdot L_{\text{цил}} \cdot \rho_{\text{мет}} \quad (59)$$

$$G_{\text{цил}} = 0,785 (3,432^2 - 3,4^2) \cdot 21 \cdot 7850 = 28291,530 \text{ кг}$$

$$G_{\text{дн}} = 1668 \cdot 2 = 3336 \text{ кг}$$

Диаметр труб коллекторной системы $D = 160$ мм, длина труб $L = 20$ м;

Количество $n = 4$ шт; $S_{\text{ст. тр.}} = 7$ мм.

Используя формулу :

$$G_{\text{цил}} = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_v^2) \cdot L_{\text{цил}} \cdot \rho_{\text{мет}} \quad (60)$$

определим вес труб:

$$G_{\text{тр 1.}} = 0,785 (0,174^2 - 0,160^2) \cdot 20 \cdot 7850 = 576,29 \text{ кг.}$$

Диаметр трубы подвода эмульсии к распределительным трубам соответствует диаметру штуцера ввода эмульсии $D = 300$ мм; $H = 2$ м;

$S_{\text{ст. тр.}} = 14$ мм.

Используя формулу:

$$G_{\text{цил}} = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_v^2) \cdot L_{\text{цил}} \cdot \rho_{\text{мет}}$$

определим вес трубы подвода эмульсии:

$$G_{\text{тр 2}} = 0,785 * (0,326^2 - 0,3^2) \cdot 2 \cdot 7850 = 182,2 \text{ кг}$$

$$G_{\text{кол}} = 4 \cdot 576,29 + 182,2 \approx 2490 \text{ кг.}$$

Зная условный диаметр штуцеров, и их количество в аппарате примем по приложению 11 [2, стр. 69] вес штуцеров

$$G_{шт} = 640 \text{ кг.}$$

$$G_{эл. \text{ реш.}} = 400 \text{ кг.}$$

$$G_{внутр. \text{ устр}} = G_{кол} + G_{эл. \text{ реш.}} = 2490 + 400 = 2890 \text{ кг.}$$

$$G_{мет} = 28291,530 + 3336 + 640 + 2890 = 35157,53 \text{ кг}$$

$$G_{макс} = 35157,53 + 200000 = 235157,53 \text{ кг} = 2304534,794 \text{ Н} = 2,3 \text{ МН.}$$

При установке горизонтального цилиндрического аппарата на опоры расчетом проверяется прочность и устойчивость корпуса аппарата при действии силы тяжести самого аппарата и его содержимого с учетом возможных дополнительных внешних нагрузок.

Расчет корпуса аппарата на изгиб от всех указанных нагрузок производится как у неразрезной балки кольцевого сечения постоянной жесткости, лежащей на соответствующем количестве опор. Наиболее частыми в практике химического аппаратостроения являются случаи установки горизонтальных цилиндрических аппаратов на двух опорах.

На рисунке 7 показана расчетная схема для данного аппарата.

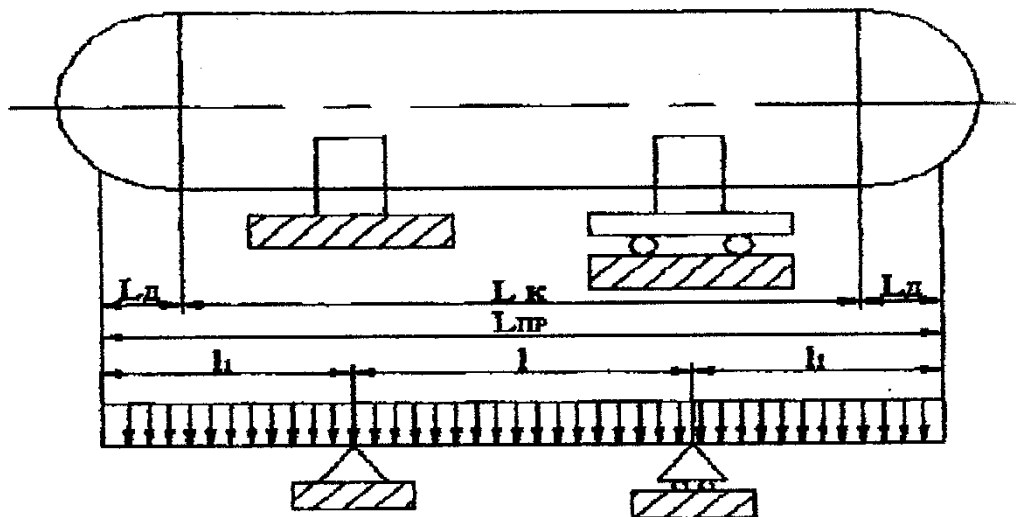


Рисунок 7 - Расчетная схема нагрузок от действия силы тяжести для аппарата, установленного на двух опорах

Реакции опор для аппарата, установленного на двух опорах определяем по формуле [20 с.41]:

$$P_A = P_B = 0,5 \cdot G = 0,5 \cdot 2,3 = 1,15 \text{ МН}, \quad (61)$$

Длина днища, приведенная к цилиндрической части корпуса, находим по формуле [20 с. 42]:

$$L_{дн} = \frac{G_{мет}^{дн} + V_{дн} \cdot g \cdot \rho_{сп}}{0,785 \cdot [\rho_{мет} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) + \rho_{сп} \cdot D_{вн}^2] \cdot g} \quad (62)$$

$$L_{дн} = \frac{0,016346 + 5,099 \cdot 9,81 \cdot 1000}{0,785 \cdot [7850 \cdot (3,432^2 - 3,4^2) + 1000 \cdot 3,4^2] \cdot 9,81} = 1,280 \text{ м}$$

Приведенная длина аппарата (при наличии двух одинаковых днищ) находят по формуле [20 с.42]

$$L_{np} = L_u + 2L_{дн} \quad (63)$$

$$L_{np} = 21 + 2 \cdot 1,280 = 23,560 \text{ м}$$

Расчетный изгибающий момент на всех опорах определяют по формуле

$$M_u = 0,0215 \cdot G \cdot L_{np}; \quad (64)$$

$$M_u = 0,0215 \cdot 1,15 \cdot 23,560 = 0,5433 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Момент сопротивления поперечного сечения аппарата рассчитывают по формуле [20 с.42]:

$$W = 0,8 \cdot D_{вн}^2 \cdot (S - C); \quad (65)$$

$$W = 0,8 \cdot 3,4^2 \cdot (0,016 - 0,003) = 0,120 \text{ м}^3$$

Напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести определяют по формуле [20 с.42]:

$$\sigma_u = \frac{M_u}{W}; \quad (66)$$

$$\sigma_u = \frac{0,5433}{0,120} = 4,5275 \text{ МН/м}^2$$

Допускаемое напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести определяется по формуле [20 с.42]:

$$[\sigma_u] = [\sigma] \cdot 0,8$$

$$[\sigma_u] = 134,1 \cdot 0,8 = 107,28 \text{ МН/м}^2$$

Выбираем ширину опоры: $b = 0,2D_{вн}$
 $b = 0,2 \cdot 3,4 = 0,68 \text{ м};$

Момент сопротивления расчетного сечения стенки корпуса над опорой находим по формуле [20 с.44]:

$$W' = \frac{[b + 8 \cdot (S - C)] \cdot (S - C)^2}{6}; \text{ м}^3 \quad (67)$$

$$W' = \frac{[0,68 + 8 \cdot (0,016 - 0,003)] \cdot (0,016 - 0,003)^2}{6} = 0,00002208 \text{ м}^3$$

Напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры находим по формуле [20 с.43]:

$$\sigma_u = \frac{0,02 \cdot P \cdot D}{W'}, \quad (68)$$

$$\sigma_u = \frac{0,02 \cdot 1,15 \cdot 3,4}{0,00002208} = 3541,66 \text{ МПа}$$

так как условие $\sigma_u < [\sigma_u]$ не соблюдается, следовательно, требуется усилить стенку над опорой накладкой, толщиной $S_n = 1,6S = 0,0256 \text{ м}$.

Требуемый момент сопротивления усиленного сечения элемента стенки должен быть [20 с.44]:

$$W \geq \frac{0,02 \cdot P \cdot D_n}{[\sigma_u]} \quad (69)$$

$$W = \frac{0,02 \cdot 1,15 \cdot 3,432}{107,28} = 7,35 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Расчетная площадь поперечного сечения стенки корпуса [20 с.44]:

$$F'_c = (b + 8 \cdot (S - C)) \cdot (S - C) \text{ м}^2;$$

$$F'_c = (0,68 + 8 \cdot (0,016 - 0,003)) \cdot (0,016 - 0,003) = 0,010192 = 101,92 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Расчетная площадь поперечного сечения накладки [20 с.44]:

$$F'_H = (b + 4S_H) \cdot S_H; \quad (70)$$

$$F'_H = (0,6 + 4 \cdot 0,0256) \cdot 0,0256 = 17,882 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Момент инерции площади F'_c [20 с.44]:

$$J_c = \frac{F'_c \cdot (S - C)^2}{12}; \quad (71)$$

$$J_c = \frac{101,92 \cdot (0,016 - 0,003)^2}{12} = 14,3537 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Момент инерции площади F'_H [20 с.44]:

$$J_H = \frac{F'_H \cdot S_H^2}{12}; \quad (72)$$

$$J_H = \frac{0,0017882 \cdot 0,0256^2}{12} = 117,91 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Расстояние от нижней поверхности накладки до центра тяжести площади определяют по формуле [20 с.44]:

$$y = \frac{F'_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C)] + 0,5 \cdot F'_H \cdot S_H}{F'_c + F'_H} \quad (73)$$

$$y = \frac{0,010192 \cdot [0,0256 + 0,5 \cdot (0,016 - 0,003)] + 0,5 \cdot 0,001782 \cdot 0,0256}{0,010192 + 0,0017882} = 0,007 \text{ м}$$

Расчетный момент сопротивления, усиленного накладкой сечения корпуса, определяют по формуле [20 с.44]:

$$W' = \frac{J_c + J_H + F'_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C) - y]^2 + F'_H \cdot (y - 0,5 \cdot S_H)^2}{y} \quad (74)$$

$$W' = \frac{14,353 \cdot 10^{-8} + 117,191 \cdot 10^{-8} + 0,010192 \cdot [0,0256 + 0,5 \cdot (0,016 - 0,003) - 0,0106]^2 + 0,0017882 \cdot (0,007 - 0,5 \cdot 0,0256)^2}{0,007} = 17,11 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Так как $W' \geq 7,35 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$, значения определённого выше, значит прочность обеспечена.

Таким образом для электродегидратор ЭГ-200 имеет толщину стенки цилиндрической части 16 мм, толщину стенки днища- 16 мм, ширину опоры 0,68м, подкладку под опорой $S_H = 0,0256 \text{ м}$.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Василевичев Илья Юрьевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Машины и аппараты химических производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – электродегидратор, аппарат обессоливания и обезвоживания нефти. Рабочая зона – цех подготовки и перекачки нефти Область применения – нефтегазовая
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1.1. Выявление вредных факторов в цехе подготовки и перекачки нефти (при разработке и эксплуатации промышленного оборудования): - вредные вещества, освещение, производственный шум; - физико-химическая природа вредности веществ и их связь с разрабатываемой темой; - действие вредных веществ на организм (метан, углеводороды); - предлагаемые средства защиты для работы в цехе подготовки и перекачки нефти: 1. индивидуальные средства защиты – спецодежда, противогазы, резиновые перчатки, защитные очки, резиновые сапоги, каска; 1.2. Выявление опасных факторов при разработке и эксплуатации установок: - термическая опасность (оборудования с повышенной температурой) СанПиН 2.1.7.2790-10; - электробезопасность (наличие химически активной и органической среды, разрушающей изоляцию и токоведущие части электрооборудования) СанПиН 2971-84; - пожаровзрывобезопасность (оборудования, работающие под давлением и наличие легковоспламеняющихся жидкостей) СанПиН 2.6.1.1192-03 ;
2. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по	- вредные вещества, которые выделяются или используются вовремя производственного процесса в атмосферу (углеводороды, метан); - проведение анализа воздействий объекта на гидросферу и литосферу (дождевые стоки с территории тех. площадок, сточные воды, шламы); - разработаны решения по обеспечению экологической безопасности

охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения-пожар, взрыв, разрушения зданий в результате разрядов атмосферного электричества, ураган, землетрясения, так же в результате использования взрыво- и пожароопасных веществ; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий: 1. использование огнетушителя, песка, пенораствора, водяного пара. 2. в случае стихийных бедствий отключение подачи электроэнергии, сырья, воды; 3. организационная эвакуация работающих;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014) -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: технический перерыв, проветривание, полная изоляция от производственных источников шума и вибрации.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ ИНК	Ахмеджанов Р.Р.	д.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Василевичев Илья Юрьевич		

4 Социальная ответственность

В данной бакалаврской работе рассматривается безопасность и экологичность нахождения сотрудников в цехе подготовки и перекачки нефти. Безопасность включает в себя влияние опасных и вредных факторов, их анализ и меры их профилактики.

В настоящем разделе рассматриваются вопросы охраны труда, связанные с работой в цехе, а также разрабатываются мероприятия по предотвращению воздействия на здоровье опасных и вредных факторов для работников цеха и создание безопасных условий труда для обслуживающего персонала.

Технологическая установка подготовки нефти является взрыво-пожароопасным объектом. Применяемые на установке реагенты обладают токсичностью и являются опасными для здоровья человека. Вредное влияние, оказываемое нефтепродуктами на организм человека при систематическом соприкосновении с ними или вдыхание их паров, может привести к профзаболеваниям и отравлениям. Анализ причин пожаров, взрывов и несчастных случаев на нефтеперерабатывающих предприятиях показывает, что в подавляющем большинстве они возникли из-за несоблюдения графика планово-предупредительного ремонта, из-за отклонения технологического режима, а зачастую из-за незнания или грубого нарушения техники безопасности.

4.1 Обеспечение безопасности работающих

Опасные факторы, действующие на установке:

1. использование, переработка на установке значительных количеств ЛВЖ (нефти) при ее сепарации, обезвоживании, обессоливании, перекачке и хранении в резервуарах;
2. наличие избыточного давления, взрывоопасных газов в аппаратах на стадии сепарации и компремирования;
3. испарение легких фракций из нефти при ее хранении в резервуарном парке;
4. использование в качестве топлива попутного газа;
5. применение открытого пламени в печах;
6. сжигание выбросов попутного газа на факелах;
7. наличие опасного высокого напряжения электрического тока в электродегидрататорах, электродвигателях, насосов и компрессоров;
8. наличие испарений через неплотности дренажной системы и при "дыхании" резервуаров очистных сооружений;

9. применение в процессе подготовки нефти деэмульгаторов, обладающих токсичностью.

Сведения о пожароопасности, токсичности сырья, получаемых продуктов и отходов, применяемых реагентов приведены в таблице 6.

Таблица 5

Пожароопасность и токсичность сырья, получаемых продуктов и применяемых реагентов,
а также жидких и газообразных отходов

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 121007-76	Удельный вес г/см ³	Температура		Пределы взрывоопасности, % объем		ПДК в воздухе раб. зоны производств. помещений мг/м ³	Характеристика воздействия на организм человека
			Вспышки °C	Самовоспламенения °C	Нижний %	Верхний %		
Сырая нефть	4	0,855-0,926	меньше -18	+200-300	0,7	5,0	300	Вызывает сонливость, утомление, головокружение, головные боли
Товарная нефть	4	0,844	меньше -18	+200-300	0,7	5,0	300	/-/
Попутный газ нефти, топливный газ, газ на факел	4	0,001	-	+200-300	3,2	13,6	300	/-/
Ингибитор коррозии	3	0,84-0,94	+28	+200-300	2,5	36,5	5	Воздействует на нервную систему, печень, почки, разрушает слизистую оболочку глаз
Деэмульгатор	2	0,85-0,97	меньше +21	+200-300	-	-	5	/-/

4.1.2 Освещение производственных помещений

При освещении производственных помещений используется естественное – за счёт солнечного излучения, искусственное – за счёт источников искусственного света, и совмещённое освещение.

Освещённость нормируется СНиП 23 – 05 – 95.

Таблица 6

Нормируемая освещённость по СНиП 23 – 05 – 95

Цех, участок, зона.	Минимальный размер объекта, мм	Характер фона и контр. объекта фон/контр	Вид освещения Иск/ест	Норма освещения		Индекс пом. i	Ист. све-та	Тип светильника	Мощн. ламп, Вт
				Иск. освещ., лк	Естес. освещ., %				
Помещение операторной	0,5 - 1	средн. / малый	Общ./бок.	500	4	1,23	ЛБ 65	диф.-расс. отр.	65

Произведем расчет искусственного освещения помещения операторной по коэффициенту использования светового потока по следующим формулам:

$$i = S/[H_p \cdot (A + B)] \quad (75)$$

где i – индекс помещения;

S – площадь освещаемого помещения ($S = 40 \text{ м}^2$);

H_p – принятая высота подвеса светильников ($H_p = 2,5 \text{ м}$);

A – длина помещения ($A = 8 \text{ м}$);

B – ширина помещения ($B = 5 \text{ м}$).

Тогда $i = 40/[2,5 \cdot (8 + 5)] = 1,23$.

$$N = E_n \cdot S \cdot R \cdot Z/(F \cdot \eta) \quad (76)$$

где N – количество ламп;

E_n – нормируемая минимальная освещенность, лк;

R – коэффициент запаса (1,3 – 1,8);

Z – поправочный коэффициент учитывающий неравномерность освещения (1,1 – 1,5);

S – площадь освещаемого помещения, ($S = 40 \text{ м}^2$);

F – световой поток выбранных ламп, лм $F = 4550$;

η – коэффициент светового потока ($\eta = 40 \%$).

$$N = 500 \cdot 1,5 \cdot 40 \cdot 1,3 / 4550 \cdot 0,4 = 21,43;$$

По результатам расчета для освещения помещения операторной принимаются одиннадцать светильников с диффузно - рассеивающим отражением, по две лампы в каждом, оснащенные лампами ЛБ-65 с величиной световой отдачи 70,0 лм/Вт. В помещении операторной необходимо предусмотреть аварийное освещение (5% основного, но не менее 2 лк), а также в нефтяной лаборатории в помещении для анализа нефтепродуктов. Аварийное, эвакуационное освещение (на полу помещений не менее 2 лк, на открытых территориях не менее 0,2 лк) необходимо в насосных, компрессорных станциях, открытых площадках электродегидраторов, отстойников, сепараторов, на складе реагента – деэмульгатора, на площадках дозирования реагента. Вдоль границы территории цеха устроено охранное освещение.

4.1.3 Средства индивидуальной защиты

Все рабочие, ИТР, поступающие в цех ППН, или переводимые с одного объекта на другой, могут быть допущены к самостоятельной работе только после прохождения ими инструктажа по ТБ, пожарной безопасности, стажировке на рабочем месте и проверке полученных ими знаний. Все работающие должны быть обеспечены соответствующей спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями, которые должны выдавать по установленной форме.

Все применяемые на установке вещества относятся к умеренно опасным и могут вызвать отравления при попадании внутрь организма.

Обслуживающему персоналу необходимо:

- соблюдать правила техники безопасности и производственной санитарии;
- находиться на рабочем месте в спецодежде;
- иметь и уметь пользоваться индивидуальными средствами защиты.
- Для защиты органов дыхания применяются:
- фильтрующие противогазы марки "А" и "БКФ";
- шланговые противогазы марки ПШ-1 и ПШ-2 (при работе в аппаратах заглубленных емкостях и колодцах).

При работе с деэмульгаторами обслуживающий персонал должен применять:

- резиновый фартук;
- резиновые перчатки;
- защитные очки;
- резиновые сапоги.

В качестве компенсации производственной вредности производятся надбавки, выдаётся молоко 0,5 л. за смену (или заменяющие молоко продукты). Продолжительность смены не более 12 часов. Время работы не более 40 ч. в неделю, 160 ч. в месяц.

4.1.4 Электробезопасность, молниезащита и защита от статического электричества

Электрические установки представляют для человека большую потенциальную опасность, которая усугубляется тем, что органы чувств человека не могут на расстоянии обнаружить наличие электрического напряжения на оборудовании. Среди причин смертельных несчастных случаев на долю электротравм приходится 20 – 40%.

Электрооборудование, которое предполагается установить на объекте, питается от сети переменного тока, напряжением, в зависимости от назначения, 220 (двухфазная сеть) и 380 В (трехфазная сеть). Все устанавливаемое оборудование имеет взрывобезопасное исполнение. Уровень взрывозащиты – 2 (повышенной надежности против взрыва). Вид взрывозащиты – i (искробезопасная цепь).

Для защиты от попадания металлоконструкций под напряжение, а так же для отвода статического электричества и молниезащиты предусмотрено заземление всех металлоконструкций, корпусов и оболочек аппаратов высокого и низкого напряжения, присоединены к общему контуру заземления.

В таблице 5.5. приведено обоснование выбора класса молниезащиты проектируемого объекта в зависимости от характеристики зданий и сооружений и от климатического района.

Таблица 7
Выбор класса молниезащиты

Здания, сооружения и наружные установки	Категория устройства молниезащиты	Тип зон защит
Здания и сооружения с зонами классов В-I и В-II; тоже, В-Ia, В-Iб, В-Iia	I	А
	II	Б
Наружные технологические установки с зонами классов В-Iг	II	А
		Б
Наружные технологические установки с зонами классов II-III	III	Б
		А

I и II категории молниезащиты – здания и сооружения защищаются от прямых ударов молний, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов. Наружные установки, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, защищаются от прямых ударов молний и электростатической индукции.

III категория – здания и сооружения защищаются от прямых ударов молний и заноса высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

Молниезащита II категории выполняется следующими способами:

1) отдельно стоящими или установленными на зданиях неизолированными стержневыми или тросовыми молниеотводами. От каждого стержневого молниеприемника или каждой стойки тросового молниеотвода, расположенных на зданиях, должно быть проложено не менее трех токопроводов;

2) путем наложения молниеприемной сетки на плоскую неметаллическую кровлю или использования в качестве молниеприемника металлической кровли здания.

Величины импульсного сопротивления заземлителя не более 10 Ом.

Заземление защиты от атмосферного электричества объединяется с заземлением электрооборудования.

Также можно установить стержневой молниеотвод на трубе приточно-вытяжной вентиляции, но в таком случае необходимо строительство более высокой трубы.

Для металлических труб, башен и вышек установка молниеприемников не требуется. Импульсное сопротивление для них не более 50 Ом.

Защита от заноса высоких потенциалов осуществляется заземлением внешних коммуникаций.

Защита от электростатической и электромагнитной индукции не предусматривается.

Таблица 8

Классификация взрывоопасных помещений, наружных установок и характеристика взрывоопасных смесей

№ п/п	Наименование помещений наружных участков и оборудования	Характеристика веществ, используемых и образующихся в производстве	Категория пожароопасности	Классификация помещений наружных установок по ПУЭ	
				класс помещений	категория и группа взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5	6
1.	Единый технологический блок: -этажерка -блок управления	Нефть, газ попутный;	Ан А	В-1г В-1а	ПА-ТЗ по нефти
2.	Концевая сепарационная установка	Нефть, газ попутный;	Ан	В-1г	ПА-ТЗ по нефти

3.	Насосный блок	Нефть	А	В-1а	ПА-ТЗ по нефти
4.	Площадка печей: -печь -блок управления	Нефть, Газ топливный	Ан А	В-1г В-1а	ПА-ТЗ по нефти ПА-Т1 по метану
5.	Блок подготовки и дозирования ингибитора коррозии	Ингибитор	А	В-1а	ПА-ТЗ
6.	Резервуарный парк	Нефть, газ попутный;	Ан	В-1г	ПА-ТЗ
7.	Блок боксы погружных насосов	Нефть	Ан	В-1а	ПА-ТЗ
8.	Воздушная компрессорная	Воздух не опасен	Д	-	ПА-ТЗ
9.	Операторная	-	Д	-	ПА-ТЗ
10.	Противопожарная насосная станция	Вода не опасна	Д	-	ПА-ТЗ

Кроме того, при перекачке нефти могут накапливаться заряды статического электричества на поверхности трубопроводов, емкостей, резервуаров. Такие заряды в определённых условиях представляют опасность как источники электрического разряда и зажигания горючих жидкостей и газов.

Во избежание поражения электрическим током обслуживающего персонала установки используется заземление технологического оборудования. Для предотвращения попадания операторов установки под напряжение при обслуживании электродегидраторов предусмотрена автоматическая блокировка входных дверей на площадке электрических трансформаторов каждого из электродегидраторов. При открытии двери - снимается автоматически напряжение с электродегидраторов.

Помимо этого, для защиты от разрядов статического электричества должны быть проведены следующие мероприятия:

- 1) аппараты и оборудование, являющиеся источником интенсивного выделения зарядов статического электричества должны быть заземлены;
- 2) для ослабления генерирования зарядов статического электричества, легко воспламеняющиеся жидкости следует транспортировать по трубопроводам с невысокими скоростями, ограничение которых зависит от свойств жидкости, диаметра и длины трубопровода;
- 3) защита технологических установок, производственных помещений от прямых ударов молний, от электрической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации. От прямых ударов молний сооружения защищаются специально установленными молниеотводами.

4.1.5 Техника безопасности при эксплуатации электродегидратора

Безопасная работа электродегидратора определяется тремя основными факторами:

- 1) конструктивными особенностями электродегидратора;
- 2) принятой электрической схемой;
- 3) организационными мероприятиями.

К конструктивным особенностям электродегидратора, обеспечивающего существенное повышение уровня безопасности, следует отнести:

- 1) закрытие ввода высокого напряжения, с установкой повышающих трансформаторов на подстанции;
- 2) применение вводов высокого напряжения с масляным охлаждением и заземление брони и свинцовой оболочки обоих концов кабеля;
- 3) применение дополнительных люков-лазов для вентиляции и освещения аппарата во время монтажных работ;
- 4) исключение образования газовой подушки в штуцерах ввода высокого напряжения;
- 5) система заземления.

Безопасность работы электродегидратора за счёт принятой электрической схемы можно обосновать следующими решениями:

- 1) выбором ряда реле, автоматически отключающих электродегидратор при неисправности;
- 2) разработкой сигнализации, контролирующей как нормальную работу, так и аварийные отключения электродегидратора;
- 3) возможность контроля всех электрических параметров.

Существенная роль в повышении уровня безопасности принадлежит также организационным мероприятиям, таким как подготовка персонала по обслуживанию электродегидратора с вручением удостоверений после сдачи экзаменов в установленном порядке и т.п.

Для предотвращения аварийной ситуации необходима правильная наладка и работоспособность следующих приборов:

- 1) сигнализатора уровня жидкости, автоматически отключающего напряжение при исчезновении или резком снижении внешнего напряжения;
- 2) регулятора уровня, автоматически поддерживающего постоянный уровень раздела фаз и стабильность электрического режима в аппарате;
- 3) двух реле максимального тока, автоматически отключающих напряжение при возникновении перегрузки в любой фазе;
- 4) предохранительного клапана, срабатывающего при увеличении рабочего давления до расчётного – 10 кгс/см²;
- 5) манометра для контроля рабочего давления;
- 6) сигнализации положения контактора, наличия напряжения на электродах и аварийных отключений электродегидратора.

4.2 Оценка экологичности проекта

На установку подготовку нефти поступает сырая нефть, которая разделяется на:

1. Товарную нефть (обезвоженную и обессоленную);
2. Попутный газ;
3. Воду;
4. Некондиционные газы.

Товарная нефть с установки поступает на внешнюю перекачку в магистральный нефтепровод, попутный газ – на установку комплексной подготовки газа. Вода, пройдя систему очистных сооружений, направляется на промыслы в систему поддержания пластового давления, а некондиционные газы, дальнейшая переработка которых экономически нецелесообразна или невозможна, направляются на факел.

Сжигание сбрасываемых газов на факельных устройствах позволяет значительно уменьшить загрязнение окружающей среды токсичными и горючими веществами.

К факельным устройствам предъявляются следующие требования:

- Полнота сжигания, исключая образование вредных промежуточных продуктов;
- Сжигание, исключая образование дыма и сажи;
- Устойчивость факела при изменении расхода и состава сбрасываемых газов;
- Безопасное возгорание, бесшумность

4.2.1 Защита атмосферы

Таблица 9

№	Наименование выброса	Количество выбросов м3/ч	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах	Условие (метод) ликвидации
1	2	3	4	5	6
1	Печи–нагрева ПТБ – 10/1-5 ▪ Дымовая труба	2664	постоянно	СО – 73,5 т/год СН ₄ – 7,4 т/год NO ₂ – 7,7 т/год	–
2	Факел: ▪ Дежурная горелка	216	постоянно	СО – 227 т/год СН ₄ – 40 т/год NO ₂ – 1,8 т/год	–
3	Насосы внутренней перекачки, сальниковые уплотнения	–	постоянно	СН ₄ +2п– 0,014 г/с	Герметизация системы сбора сальниковых утечек
4	Подготовка пластовой воды для ППД очистные сооружения РВС	–	постоянно	СН ₄ +2п- 757,2т/год	Отстой,система тизированный возврат уловленной нефти
5	Товарно-технологические резервуары	–	постоянно	Углеводороды 2090т/год	Выполнить каплеотбойники на КДС

4.2.2 Защита гидросферы

В результате технологического процесса на УПН образуются сточные воды, содержащие нефтяные и взвешенные вещества:

- пластовая вода;
- дождевые стоки с территории технологических площадок и обвалований резервуаров.

Для утилизации сточных вод спроектированы отдельные системы канализации:

- напорная сеть – транспортирующая пластовую воду от аппаратов подготовки нефти;
- производственно – ливневая;

- производственная.

Производственно - ливневые стоки по самотечным трубопроводам поступают в емкость для сбора промышленных стоков, а затем перекачиваются в отстойники пластовой воды, где в результате отстоя в течение 8-16 часов достигается очистка стоков до нужных концентраций.

Пластовая вода и дождевые стоки проходят процесс очистки путем механического отстоя в резервуарах отстойниках (РВС 5000 м³). Очищенные стоки самотеком поступают на насосную откачку очищенных стоков и закачиваются в систему ППД. Согласно данным СибНИИНП о допустимых нормах содержания загрязнений в закачиваемых водах месторождений Западной Сибири сточные воды перед закачкой в пласт должны содержать:

- нефтепродуктов не более 45 мг/л;
- механических примесей не более 30 мг/л.

Предусмотренные проектные решения и мероприятия по охране окружающей среды практически исключают возможность прямого загрязнения почвы, поверхностных и грунтовых вод.

Для предотвращения попадания вредных веществ в почву и грунтовые воды предусмотрены асфальтовые покрытия технологических площадок, обвалование резервуаров, сбор дождевых стоков, герметизированная система подготовки нефти, применение коррозионностойких труб; благоустройство территории площадок

4.2.3 Защита литосферы

Наибольший объем отходов образуется в виде шламов, скапливающихся в резервуарах. Шламы из резервуаров периодически перекачиваются в шламонаполнитель, откуда вывозится автотранспортом на центр по отмывке шлама и нефтезагрязненных грунтов, запроектированным на площадке ЦПС, где производится их очистка и дальнейшее использование при строительстве автодорог.

Шламопоглотитель запроектирован $V=200$ м³, в конструкции шламопоглотителя предусмотрен колодец для сбора отстоявшейся воды, которая поступает через дренажные отверстия в стенке колодца. Накопившаяся в колодце вода отводится самотеком по трубе в другой колодец большего диаметра, имеющего отстойную часть. По мере накопления воды из 2-го колодца вывозится автомашинами в емкость для сбора промышленных стоков, откуда насосом перекачивается в резервуары-отстойники. Конструкция шламопоглотителя исключает загрязнения почв и грунтовых вод.

Годовой объем накопившегося шлама 1075 м³, класс опасности неочищенного шлама 3.

4.3 Чрезвычайные ситуации.

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Отказы (неполадки) оборудования возникают при прекращении подачи энергоресурсов (электроэнергии, топливного газа), при коррозии оборудования и трубопроводов. Аварии также могут возникнуть при механических повреждениях и температурных деформациях оборудования.

Ошибочные действия персонала представляют наибольшую опасность при пуске и остановке оборудования в связи с заполнением или опорожнением аппаратов опасными веществами. В случае ошибочных действий может произойти разгерметизация оборудования и, как следствие, крупномасштабная авария.

Установка должна быть остановлена аварийно по плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, сырья, воды, при пожаре, разрушении коммуникаций и аппаратов, а также в случае аварии на соседнем объекте, которая представляет угрозу для цеха.

К работам на установке допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медосмотр, обучение и инструктаж.

После прохождения стажировки на рабочем месте обслуживающий персонал сдает экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Процесс подготовки и перекачки нефти осуществляется в закрытой системе, поэтому основными задачами обслуживающего персонала являются:

- не допускать разгерметизации оборудования и коммуникаций;
- вести технологический режим в соответствии с утвержденной технологической картой установки;
- непрерывно по показаниям приборов путем обхода и визуального осмотра контролировать состояние оборудования, коммуникаций, арматуры, сальников насосов, работу горелок печей и состояния сварных швов резервуаров;
- в работе руководствоваться действующими инструкциями по безопасности труда по видам работ;
- при возникновении неполадок немедленно принять меры для их устранения и предотвращения аварии;
- контролировать исправность заземления оборудования и электроустановок;
- контролировать исправность молниезащиты оборудования;
- следить за нормальной освещенностью рабочих мест;
- не допускать загромождения проходов и лестниц;

- немедленно ликвидировать загазованность оборудования и территории.

Действия обслуживающего персонала УПН в аварийных ситуациях должны быть направлены:

- на спасение людей, находящихся в опасной зоне при аварии и оказание первой помощи пострадавшим;
- на локализацию аварии, отключение аварийного оборудования и приборов;
- на принятие мер по снижению возможных последствий аварий.

Аварийная остановка УПН производится:

- при пожарах;
- разгерметизация оборудования и газопроводов;
- прекращение подачи на установку электроэнергии, топливного газа, нефти, воздуха КИПиА.

4.3.1 Мероприятия по обеспечению противопожарной защиты.

Для тушения нефти и нефтепродуктов применяются:

- пенораствор;
- водяной пар;
- огнетушители пенные и порошковые;
- песок.

Для тушения электроустановок применяются углекислотные и порошковые огнетушители.

Огнетушители на установке расположены:

- в насосных и компрессорных боксах;
- в операторной;
- в блоках печей.

Одним из способов предупреждения пожаров является строгое соблюдение правил пожарной профилактики. Противопожарные мероприятия должны обеспечить безаварийную работу установки. Возможность ликвидации пожара в начальной стадии его возникновения имеющимися на установке первичными средствами пожаротушения обеспечивается наличием подъездных путей, подъездов и дорог, подъездов пожарной техники к объектам и возможности подключения ее к сети пожарного водоснабжения.

Для безопасного в пожарном отношении режима работы необходимо:

- строго соблюдать требования технологического режима и инструкции;
- курить только в специально отведенных местах;
- не допускать на территорию установки посторонних лиц;
- автотранспорт, находящийся на территории установки должен быть оборудован искрогасителями;

- не загромождать проходы, входы и выходы с установки;
- иметь необходимые первичные средства пожаротушения, содержать их в исправном состоянии, использовать их только по назначению;
- основные работы проводить в специально отведенных местах;
- содержать в исправном состоянии средства сигнализации о пожаре на объектах установки;
- содержать в исправном состоянии средства сигнализации загазованности на объектах установки;
- содержать в исправности систему производственных канализационных устройств;
- содержать в исправном состоянии вентиляционные установки.
- Основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются нефть, попутный нефтяной газ, реагенты, неочищенные пластовые воды.

Сооружения цеха подготовки и перекачки нефти размещаются на безопасном расстоянии друг от друга, согласно противопожарных норм проектирования. В целях предотвращения разлива нефти резервуары с нефтью, пластовыми и сточными водами имеют обвалования, а площадки наружных технологических установок – бортовое ограждение (каре).

Резервуары с нефтью, а также резервуары очистных сооружений объёмом 5000 м³, нефтенасосные станции, оборудуются автоматической системой пожаротушения пеной и водой.

Автоматическое пожаротушение пеной производится на следующих объектах:

- КСУ;
- резервуарный парк;
- насосная внутренней перекачки и блок реагентного хозяйства;
- газораспределительный пункт печей;
- площадки печей.

В систему автоматического пожаротушения пеной входят следующие сооружения:

- две наземные ёмкости для хранения пенораствора объёмом 100 м³ каждая;
- ёмкость для хранения пенообразователя объёмом 80 м³;
- противопожарная насосная станция с двумя центробежными насосами-повысителями KRGH – 200/500 (1-рабочий, 1-резервный) и двумя центробежными циркуляционными насосами ЦНС – 60/66;
- циркуляционный шестеренчатый насос А13 – 100/6 для приготовления пенораствора;
- кольцевая сеть трубопроводов;
- блоки управления задвижками (БУЗ);
- электрозадвижки, установленные на кольцевом трубопроводе;
- сеть сухотрубов;

- камеры гидрантов.

В случае возникновения пожара в операторную поступает сигнал от термодатчиков, установленных в помещениях объектов УПН или от ручных пожарных извещателей. При поступлении сигнала от термодатчика или извещателя автоматически подаётся импульс на включение оборудования и открытия задвижек в направлении горящего объекта.

Кольцевой трубопровод заполнен пенораствором и находится под давлением не менее 0,1 МПа. В зимнее время трубопровод обогревается с помощью электрического греющего кабеля. Для предохранения трубопровода от замерзания при отказе кабеля предусмотрена циркуляция пенораствора по кольцу с помощью циркуляционных насосов. Ими же поддерживается постоянное давление в системе.

Из кольцевого пенопровода пенораствор поступает в БУЗы и через соответствующую открытую электрозадвижку в сухотруб и далее к стационарному пеногенератору, установленному на горящем объекте, превращаясь в пену, орошает горящую поверхность.

После тушения пожара отключается оборудование и отключается задвижка. Трубопроводы от камер задвижек до защищаемых объектов (сухотрубы) опорожняются через спускные вентили.

Автоматическое пожаротушение водой осуществляется в резервуарном парке. В систему пожаротушения водой входят:

- противопожарная насосная станция с двумя насосами-повысителями KRGH – 200/500 (1рабочий и 1резервный) и одним циркуляционным насосом ЦНС – 60/66;
- кольцевая сеть трубопроводов;
- электрозадвижки в БУЗах для подачи воды на орошение резервуаров товарного парка;
- пожарные гидранты;
- пожарные шкафы с пожарными кранами и рукавами;
- камеры гидрантов.

Запас воды хранится в двух вертикальных резервуарах объёмом 700 м³ каждый.

В случае пожара, при поступлении в операторную сигнала от термодатчиков, установленных на объектах УПН, дистанционно из операторной или по месту в насосной включается насос, вручную по месту открываются задвижки на выкиде насосов и пожарные краны на горящем объекте.

Давление в сети при включении насосов-повысителей составляет 0,4-0,6 МПа.

Пожаротушение паром производится в случае возникновения пожара в теплообменной камере печи при прогаре змеевика. Включение в работу системы паротушения может производиться дистанционно из операторной УПН или по месту в блоках управления печей. Кроме того, на предусмотрено автоматическое вкл

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Василевичев Илья Юрьевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	МАХП

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

2. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
3. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
4. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение сравнительной эффективности вариантов проектирования электродегидрататора.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
5. Сравнительная эффективность разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечина Ася Александровна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Натаров Николай Владимирович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

5.1 Организационно - техническая и экономическая характеристика объекта.

Установка подготовки нефти предназначена для:

- сбор, подготовка, хранение и транспортировка нефти, попутного нефтяного газа и подтоварной воды;
- - для аварийного хранения обводненной и подготовленной нефти в резервуарах;
- - для очистки сточных и пластовых вод с последующей подачей их на кустовые насосные станции (КНС), для закачки в пласт в соответствии с требованиями ГОСТ;
- - для сбора и сепарации попутного нефтяного газа низких давлений и подачи его на газокompрессорную станцию.
- - для учета и транспортировки подготовленной нефти до объединенного узла учета.

Основные вещества, находящиеся на площадке при нормальной эксплуатации объекта следующие:

- нефтегазовая смесь (жидкость), поступающая с месторождения;
- попутный нефтяной газ, выделившийся при сепарации;
- подтоварная вода, отделившаяся в аппаратах;
- химические реагенты деэмульгаторы;
- Подготовка нефти осуществляется по первой группе качества согласно ГОСТ Р 51858-02 - обводненность до 0.5 % , содержание хлористых солей не более 100 мг/л содержание механических примесей не более 0,05%, давление насыщенных паров не более 500 мм.рт.ст.

Электродегидратор — аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды. По геометрической форме различают цилиндрические и сферические электродегидраторы, по расположению в пространстве — вертикальные и горизонтальные

5.2 Расчет затрат на приобретение, монтаж и эксплуатацию установки обессоливания и обезвоживания водонефтяной эмульсии

Расчет капитальных затрат на новое оборудование:

$$K = C_o + C_m + C_{тр} \quad (77)$$

где C_o – суммарная стоимость оборудования, руб;

C_m – стоимость монтажных работ, руб;

$C_{тр}$ – транспортные расходы, руб.

Транспортные расходы составляют: 130000 руб.

Расходы на наладку и монтаж оборудования

Таблица 10

Наименование нормативов	% от стоимости оборудования
1. На устройство фундаментов	10
2. На технологические трубопроводы	20
3. На антикоррозионные работы	5
4. На кабельные разводки	5
5. На КИПиА	10
6. На монтаж оборудования	22
8. На вспомогательное оборудование	5

Таблица 11

Наименование нормативов	Затраты, руб.
1. На устройство фундаментов	230000
2. На технологические трубопроводы	460000
3. На антикоррозионные работы	115000
4. На кабельные разводки	115000
5. На КИПиА	230000
6. На монтаж оборудования	506000
8. На вспомогательное оборудование	115000
Итого	1771000

Итого расходы на новое оборудование составляют:

$$K = 2300000 + 1771000 + 130000 = 4201000 \text{ руб} = 4,201 \text{ млн.руб.}$$

5.3 Основная заработная плата

Основная заработная плата - это зарплата, которая начисляется работнику за фактически отработанное им время с учетом качества и количества выполненной работы, с учетом доплат за работу в ночное и сверхурочное время, а также оплатой за период простоя, случившийся не по вине рабочего. Такой вид оплаты производится по сдельным расценкам, окладам, премиям и тарифным ставкам.

$T_{\text{ст}}=100$ руб/час – тарифная ставка

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$), с вычетом праздничных дней рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}}=100 \cdot 139 \cdot 12=166800 \text{ руб}$$

Зарплата за ночные смены и праздничные:

$$Z_{\text{ноч}}=0,4 \cdot 70 \cdot 8 \cdot 100=22400 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{пр}}=12 \cdot 24 \cdot 100=28800 \text{ руб}$$

Итого заработная плата в год одного оператора:

$$ЗП=(Z_{\text{осн}}+Z_{\text{ноч}}+Z_{\text{пр}}) \cdot (1+k_{\text{пр}}+k_{\text{д}}+k_{\text{р}})=(166800+22400+28800)(1+0,2+0,5+1,5)=697600 \text{ руб} \quad (78)$$

5.3.1 Дополнительная заработная плата

Заработная плата, начисленная рабочим и служащим не фактически выполненные работы или проработанное время, а в соответствии с действующим законодательством, в том числе оплата очередных отпусков рабочих и служащих, льготных часов подростков, времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей, и др. Дополнительная заработная плата учитывается так же, как и основная, и включается в фонд заработной платы предприятия.

$$Z_{\text{доп}}=44 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 1,5=79200 \quad (79)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты (15 % от $Z_{\text{осн}}$);

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Итого расходы на заработную плату одного сотрудника составляют:

$$776800 \text{ руб.}$$

Но так как для эксплуатации и обслуживания аппарата потребуется два оператора, затраты на заработную плату сотрудникам в год составят: 1553600 руб.

5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (80)$$

$$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (697600 + 79200) = 233040 \text{ руб.}$$

$$233040 \cdot 2 = 466080 \text{ руб. так как два оператора}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

5.5 Общие расходы на приобретение, транспортировку, установку, так же на оплату труда обслуживающего персонала

Таблица 12

Наименование	Затраты, руб.
1.Расходы на новое оборудование	4201000
2.Расходы на заработную плату операторов	1553600
3.Расходы на страховые отчисления	466080
Итого	6220680

По произведенным мною расчетам можно сделать вывод о том, что для приобретения данного оборудования, установки и эксплуатации в течении года потребуются денежные средства в размере 6220680 руб.

Заключение

В результате разработки «Проекта электродегидратора узла окончательного обезвоживания нефти УПН «Пионерный» на основе данных материального баланса был произведен подбор аппаратов блока глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, а именно электродегидратор ЭГ-200 в количестве 2 штук. Так же были произведены основные механические расчеты аппарата, такие как:

- Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, а также толщины стенок эллиптических днищ;
- Расчет фланцевого соединения;
- Расчет укрепления отверстий в цилиндрической обечайке и эллиптических днищах;
- Выбор и расчет опор аппарата.

В разделе социальная ответственность рассмотрена безопасность и экологичность нахождения сотрудников в цехе подготовки и перекачки нефти, а также разработаны мероприятия по предотвращению воздействия на здоровье опасных и вредных факторов для работников цеха и созданы безопасные условия труда для обслуживающего персонала.

В экономической части работы был произведен расчет затрат на приобретение, монтаж и эксплуатацию установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭн, 2000. – 416 с.
2. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худякова А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
3. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 1999. – 283 с.: ил.
4. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти/ Под ред. О.Ф.Глаголевой и В.М. Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2007. – 400с.: ил.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды – М.: «Недра», 1977. – 192 с.
6. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324 с.
7. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.: ил.
8. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 254 с.: ил.
9. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
10. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.А. Кауфман. – СПб: Недра, 2009. – 832 с.
11. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
12. Справочник нефтепереработчика: Справочник/ Под ред. Г.А.Ластовкина Е.Д.Радченко и М.Г.Рудина. – Л.: Химия, 1986. – 648 с.: ил.
13. Гуреев А.А., Абызгильдин А.Ю., Капустин В.М., Зацепин В.В. Разделение водонефтяных эмульсий: Учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – 95 с.
14. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: Учебное пособие для вузов. – 11-е изд., стереотипное. – М.: ООО «РусМедиаКонсалт», 2004. – 576с.
15. Леонтьев А.П., Беев Э.А., Школенко А.П., Леонтьев С.А. Прочностные расчёты аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 75 с.

16. Трушкова, Л.В. Расчёты химии и технологии переработки нефти и газа: учебное пособие / Л.В.Трушкова. – 2-е изд., перераб.и доп.-Тюмень : ТюмГНГУ, 2006.-108 с.
17. Савченков, А.Л. Технологический расчет установки атмосферной перегонки нефти: учебное пособие / А.Л.Савченков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 100 с.
18. Савченков, А.Л. Технологический расчет установки атмосферной перегонки нефти: учебное пособие / А.Л.Савченков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 100 с.
19. Савченков, А.Л. Химическая технология промышленной подготовки нефти: учебное пособие / А.Л.Савченков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 180 с.
20. Леонтьев А.П., Беев Э.А., Школенко А.П., Леонтьев С.А. Прочностные расчёты аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 75 с.
21. ГОСТ Р 52857.1-2007 "Сосуды и аппараты. / Нормы и методы расчета на прочность. / Общие требования.
22. ГОСТ Р 52857.2-2007 "Сосуды и аппараты. / Нормы и методы расчета на прочность. / Расчет цилиндрических и конических обечаек выпуклых и плоских днищ и крышек".
23. ГОСТ Р 52857.3 – 2007 / Укрепление отверстий.
24. В.М. Беяев, В.М. Миронов "Конструирование и расчёт элементов оборудования отрасли. Часть I".