

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

Инженерная школа новых производственных технологий
Научно-образовательный центр Н.М. Кижнера
Направление подготовки 18.03.02 Энерго - и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических производств

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка отстойника для установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении

УДК 66.066:622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К31	Драгомирова Дениса Викторовича		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В.	к. х .н		

По разделу «Механический расчет оборудования»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Краснокутская Е.А.	д.х.н., проф.		

Томск 2018

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
P2	Применять знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов и оборудования химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11, ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
P4	Проектировать и использовать новое энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность и надежность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13,14,17, ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P7	Применять знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности	Требования ФГОС (ПК-3, 8, 9, 10, 11, 12, 13), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов, процессов, аппаратов и систем, характерных для профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
	информации	
<i>Общекультурные компетенции</i>		
Р9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
Р11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
Р12	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

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

Инженерная школа новых производственных технологий
Научно-образовательный центр Н.М. Кижнера
Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических производств

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Краснокутская Е.А.
(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
3-2К31	Драгомиров Денис Викторович

Тема работы:

Разработка отстойника для установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2018, 3067/С
Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018

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>	Разработать отстойник для установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении <u>Сырье:</u> газо-водо-нефтяная эмульсия; <u>Нагрузка по смеси:</u> 62 м ³ /ч; <u>Плотность смеси:</u> 912 кг/м ³ ; <u>Вязкость смеси:</u> 3,7448*10 ⁻³ Па*с;
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологического процесса и технологической схемы УПН. 2. Расчет отстойника горизонтального. 3. Социальная ответственность. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. <p>Заключение.</p> <p>Список использованных источников..</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Лист 1 – Технологическая схема УПН (формат А1)</p> <p>Лист 2 – Общий вид ОГ (формат А1)</p> <p>Лист 3 – Выносные элементы ОГ (формат А1)</p> <p>Лист 4 - Экономические показатели (А1).</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Механический расчет оборудования</p>	<p>Беляев Василий Михайлович</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ларионова Екатерина Владимировна</p>

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Семакина О.К.</p>	<p>к.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2К31</p>	<p>Драгомиров Денис Викторович</p>		

Реферат

Проект дипломной работы состоит из графической части, представленной на 5 листах формата А1, и пояснительной записки. Пояснительная записка содержит 92 листов формата А4, 11 рисунков, 16 таблиц, 5 фигур. Пояснительная записка выполнена в среде Microsoft office Word 2014, с использованием РТС Mathcad 14.0. Графический материал выполнен с использованием программного обеспечения КОМПАС 3D V16 и Microsoft office Visio 2015.

Ключевые слова: Установка подготовки нефти, газ, нефть, пластовая вода, отстойник горизонтальный, водогазонефтяная эмульсия, основное оборудование.

Цель проекта: Разработка отстойника для установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении, расчет и проверка на прочность отстойника горизонтального с увеличением заданной производительности на 10%.

В дипломном проекте подобрано и рассчитано основное оборудование, применяемое при подготовке нефти на Установке подготовки нефти (УПН). Подобран и рассчитан отстойник горизонтальный для разделения водонефтяной эмульсии с увеличением заданной производительности на 10%.

В разделе «Описание технологического процесса и технологической схемы Установки подготовки нефти» описан технологический процесс промышленной подготовки нефти с описанием основных узлов и оборудования.

В разделе «Расчет отстойника горизонтального» произведен технологический расчет, в ходе которого были определены основные геометрические размеры (диаметр и длина) и выбран стандартный отстойник, рассчитаны диаметры основных технологических патрубков. Также выполнен механический расчет, в ходе которого произведены расчеты толщины стенок корпуса и стандартных эллиптических крышек, расчет укреплений отверстий, расчет фланцевых соединений, расчет седлообразных опор.

В разделе «социальная ответственность» рассмотрены вопросы обеспечения безопасной работы персонала, производственной санитарии и охраны окружающей среды.

В разделе «Финансовый менеджмент, мы рассчитали себестоимость готовой продукции по действующему производству. Определили цену готовой продукции. Провели анализ безубыточности по действующему производству. Определили техника-экономические показатели.

Abstract

The project of the thesis consists of a graphic part, presented on 5 sheets of A1 format, and an explanatory note. The explanatory note contains 92 sheets of A4 format, 11 figures, 16 tables, 5 figures. The explanatory note is made in the Microsoft Office Word 2014 environment, using PTC Mathcad 14.0. The graphic material is made using software KOMPAS 3D V16 and Microsoft office Visio 2015.

Keywords: Oil treatment unit, gas, oil, formation water, horizontal sedimentation tank, water and gas oil emulsion, main equipment.

Purpose of the project: Development of a settler for setting oil treatment at the Luginets deposit, calculation and verification of the strength of the horizontal settler with an increase in the specified capacity by 10%.

In the diploma project, the main equipment used in the preparation of oil at the Oil Treatment Unit (OPF) was selected and calculated. A septic tank was selected and calculated to separate the water-oil emulsion with an increase in the required productivity by 10%.

In the section "Description of the technological process and the technological scheme of the Oil Treatment Plant" describes the technological process of oil treatment with description of the main units and equipment.

In the section "Calculation of the horizontal settler", a technological calculation was made, during which the main geometric dimensions (diameter and length) were determined and a standard settler was selected, the diameters of the main process pipes were calculated. A mechanical calculation was also performed, during which calculations were made for the thickness of the shell walls and standard elliptical covers, calculation of hole reinforcement, calculation of flange connections, calculation of saddle-shaped supports.

In the section "social responsibility" the issues of ensuring the safe operation of personnel, industrial sanitation and environmental protection are considered.

In the section "Financial management, we calculated the cost of finished products for the current production. Determined the price of finished products. Analyzed breakeven analysis of the current production. The technical and economic indicators were determined.

Оглавление

Введение	10
1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН	11
1.1 Площадка нефтегазовых сепараторов.....	16
1.2 Площадка отстойников «ОГ-200С»	24
1.3 Площадка подогревателей ПТБ-10.....	32
2 Расчет отстойника горизонтального	33
2.1 Выбор конструкционного материала	34
2.2 Технологический расчет.....	34
2.2.1 Расчет диаметра патрубков	36
2.3 Механический расчет	37
2.3.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки.....	38
2.3.2 Расчет стандартных эллиптических крышек.....	40
2.3.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках.....	42
2.3.4 Расчет фланцевых соединений	45
2.3.5 Расчет седлообразных опор	55
3. Предпроектный анализ.....	58
3.1 SWOT-анализ.....	58
3.1.2 Общая характеристика производства	60
3.1.3 Описание продукта	60
3.4 Цеховая структура управления.....	61
3.4.1 Расчёт производственной мощности.....	62
3.4.2 Организация труда	63
3.4.3 Режим работы	64
3.5 Расчёт годовой потребности в сырье и материалах	67
3.6 Расчёт амортизационных отчислений.....	68
3.7 Определение цены готовой продукции	69
3.8 График безубыточности	70
3.9 Расчёт технико-экономических показателей	71
4. Социальная ответственность.....	72
4.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов на УПН.....	72
4.2 Производственная санитария	76
4.2.1.Состояние воздушной среды	76
4.2.2 Метериологические условия.....	77
4.2.3 Шумы.....	78
4.2.4 Освещение	78
4.3 Пожарная безопасность.....	89

4.4 Электробезопасность	80
4.5. Охрана окружающей среды.....	82
4.6 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей	84
Заключение.....	90
Список использованных источников	91
.....	
.....	

Введение

На сегодняшний день, без всякого сомнения, важнейшим полезным ископаемым для человека является нефть. Жизнь современного человека немыслима без этого ценного сырья.

И действительно, практически каждый шаг человека сопровождается использованием нефти или нефтепродуктов.

Когда мы слышим слово «нефть», то, как правило, возникают ассоциации с бензином, другим топливом, смазочными материалами. И в этом, в топливе, конечно же ее главенствующая роль. Но применение нефти не ограничивается заправочной станцией. Нефть значит для каждого человека намного больше.

Строительные материалы, лаки, краска, многие напольные покрытия содержат нефтяные масла. Производные нефти входят в состав одежды. Нефтепродукты так же являются составной частью пластмасс, из которых изготавливаются выключатели, телефоны и другие предметы обихода.

Если представить себе, что нефть вдруг перестала существовать, то практически все так любимые нами предметы, в состав которых входит пластмасса и резина, станут для большинства жителей Земли просто непомерно дорогими.

Без нефти, а точнее без продуктов ее переработки, не может не только развиваться ни одна отрасль народного хозяйства, но и существовать. Из нефти получают все возможные виды топлива – котельное, бензин, керосин, дизельное, газотурбинное топлива, смазочные и специальные масла, технический углерод, пластичные смазки, парафин, битумы, нефтяные коксы. Кроме того, нефть является сырьем для получения ряда продуктов органического синтеза.

Энергетика, оборона страны, транспорт, сельское хозяйство, бытовые нужды населения, экономика страны находятся в прямой зависимости от нефти. И в последнее время ее роль все возрастает – нефть и продукты ее переработки используют для производства искусственной кожи, съедобного жира, парфюмерии, суррогата столового масла и технического, моющих средств и других продуктов, число которых превышает 700 наименований.

Для России нефть играет особо важную роль – на ее долю приходится основная статья доходов государства. Поэтому правительство Российской Федерации уделяет повышенное внимание развитию нефтегазовой отрасли.

Нефтяная промышленность нашей страны переживает сегодня не лучшие времена. Но, не смотря на все проблемы, она была и остается важнейшей для России отраслью.

Целью дипломного проекта является разработка горизонтального отстойника с увеличением заданной производительности на 10%

1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

Установки подготовки нефти (УПН) являются необходимым оборудованием на нефтяных месторождениях, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях, так как предназначаются для предварительной подготовки добытой нефти перед ее отправкой на нефтеперерабатывающие заводы.

Назначение установок подготовки нефти - это подготовка товарной нефти путем обессоливания, обезвоживания и нагрева нефтяной эмульсии.

Торговый дом САРРЗ поставляет до места эксплуатации готовые решения комплексных установок подготовки нефти УПН, которые позволяют совместить сразу несколько технологических процессов. Это ведет к:

- экономии энергоресурсов и материально-технических затрат
- уменьшению обслуживающего персонала на объекте
- высокой степени автоматизации технологического процесса подготовки нефти
- повышению качества товарной нефти на выходе

Конструкция и принцип работы технологических установок подготовки нефти

Установки подготовки нефти УПН поставляются в блочном исполнении максимальной заводской готовности, что сокращает сроки проведения монтажных работ.

Установка УПН - это комплекс оборудования, обеспечивающий проведение всех необходимых процессов:

- подогрев нефтяной эмульсии
- глубокое термическое и химическое обезвоживание нефти
- обессоливание нефти
- снижение упругости паров товарной нефти
- отбраковку некондиционной нефти и повторную ее подготовку
- рециркуляцию реагентов, теплоносителя и др. для повторного использования
- стабилизация нефти

Все вышеперечисленные процессы происходят в одной сепарационной емкости с патрубками входа нефтяной эмульсии, воды и топлива. Внутри емкость условно поделена на секции, в которых происходит поэтапная подготовка нефти к транспорту.

В секции нагрева располагаются жаровые трубы U-образной формы. Нефтяная эмульсия, поступая через входной патрубок, омывает трубы и направляется вниз емкости. За счет нагрева разность плотностей нефти и воды возрастает, при этом уменьшается вязкость нефти. В результате частицы воды оседают, а частицы нефти поднимаются. Параллельно также происходит первичное выведение газа из нефтяной эмульсии.

Секция коалесценции необходима для полного отделения капельной жидкости, частицы которой собираются в крупные капли на нержавеющей сетке.

После предварительного обезвоживания воды нефтяная эмульсия поступает по желобам в секцию обессоливания, в которой располагается система водораспределения, состоящая из трубок с распределительными насадками. Нагретая в секции нагрева вода впрыскивается в нефтяную эмульсию и смешивается с ней.

В секции окончательной коалесценции и отбора нефти происходит последний этап отделения влаги. Затем при помощи насосов нефть откачивается насосами в нефтеотборник.

В сепарационной емкости также происходит очистка нефтяной эмульсии от песка, грязи и различных механических примесей. Конструкция аппарата разработана с возможностью проводить удаление осевшего ила без остановки всего процесса. Это происходит при помощи инъекционных трубок, которые подают под высоким давлением воду в нижнюю часть емкости, откуда суспензия песка и воды уже попадает в накопители песка, а затем полностью выводится из установки.

Кроме сепарационной емкости в установку подготовки нефти УПН входит блок регулирования и управления всеми процессами, происходящими в установке. Блок регулирования представляет собой блочно-модульную конструкцию из сварного пространственного каркаса, обшитого сэндвич-панелями. Внутри располагаются трубопроводы входа нефтяной эмульсии, выхода товарной нефти и воды и другое оборудование, необходимое для автоматического управления процессом.

В блоке подготовки топлива осуществляется его очистка, регулирование его давления и расхода.

Для осуществления своих функций в типовую схему установки подготовки нефти входят:

- технологический блок с горелкой - это секция нагрева и коалесценции
- блок регулирования
- блок подготовки топлива
- система автоматизации

Специалисты торговый дом САРРЗ также предлагают комплектацию установок подготовки нефти дополнительным оборудованием: блоком коммерческого учета, блоком дозирования реагентов, установкой подготовки пластовой воды, подогревателями нефти, дегидраторами, отстойниками воды, факельными установками и др.

Система автоматического управления размещается в блоке регулирования. Специально разработанная и внедренная система автоматизации измеряют и регулируют температуру в секции нагрева, давление газа и жидкости, расход газа, нефти и воды, а также уровень нефти и уровень раздела фаз "вода-нефть" в емкости и другие параметры.

Приборы КИПиА позволяют эксплуатировать установку УПН в автоматическом режиме без постоянного присутствия человека. Вся информация о параметрах собирается и архивируется в журнале событий.

Особое внимание уделяется охранной и пожарной сигнализации, которая подает предупредительные и аварийные сигналы в случае неконтролируемых изменений технологических параметров.

Известна установка подготовки нефти, включающая ступень предварительного сброса воды - первая ступень подготовки нефти, ступень термохимического обезвоживания и обессоливания нефти - вторая ступень подготовки нефти, очистные сооружения подготовки пластовой воды (Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. - М.: Недра, 1977, с.14).

Недостатками известной установки являются недостаточно высокая эффективность ее работы, в частности недостаточная степень обессоливания, большой расход пресной воды, высокая температура товарной нефти на выходе из установки и перед ее сдачей на узле учета нефти, неэффективная работа резервуара предварительного сброса воды, недостаточно высокое качество подготовки пластовой воды, значительные энергетические затраты, нестабильность работы в целом.

Ближайшим техническим решением является «Установка подготовки нефти» (см. патент RU 2104739, МПК 6 B01D 19/00, опубл. БИ №5 от 20.02.1998 г.), включающая первую ступень подготовки с резервуаром предварительного сброса воды, имеющим нефтепровод, и вторую ступень подготовки с трубопроводом вывода слабоминерализованной подтоварной воды, а также дополнительную промежуточную ступень подготовки, содержащую технологический резервуар, соединенный нефтепроводом с резервуаром предварительного сброса воды, а трубопровод вывода слабоминерализованной подтоварной воды соединен с нефтепроводом перед технологическим резервуаром.

Недостатками данной установки, особенно при подготовке тяжелых высоковязких нефтей, требующих высоких температур для их подготовки, являются высокая температура товарной нефти на выходе из установки и перед ее сдачей на узле учета нефти, неэффективная работа резервуара предварительного сброса воды, недостаточно высокое качество подготовки пластовой воды, значительные энергетические затраты, нестабильность работы в целом.

Технической задачей предлагаемого изобретения является снижение температуры товарной нефти на выходе из установки, повышение эффективности работы резервуара предварительного сброса воды, повышение качества подготовки пластовой воды, снижение энергетических затрат.

Техническая задача решается установкой подготовки нефти, включающей нефтепровод, первую ступень подготовки нефти с концевым делителем фаз (КДФ) и резервуаром

предварительного сброса воды, соединенным с очистными сооружениями трубопроводом сброса воды, вторую ступень подготовки с трубопроводом вывода слабоминерализованной подтоварной воды, который соединен с нефтепроводом, и теплообменником, установленным на нефтепроводе после первой ступени.

Новым является то, что КДФ оснащен трубопроводом сброса воды, который соединен с трубопроводом сброса воды из резервуара предварительного сброса воды перед очистными сооружениями, а трубопровод вывода слабоминерализованной подтоварной воды соединен с нефтепроводом перед резервуаром предварительного сброса воды, причем очистные сооружения дополнительно оснащены трубопроводом вывода нефти, также соединенным с нефтепроводом перед резервуаром предварительного сброса воды, при этом на трубопроводе сброса воды перед очистными сооружениями и нефтепроводе между КДФ и резервуаром предварительного сброса воды соответственно установлены первый и второй теплообменники, которые соответственно и последовательно соединены с теплообменником второй ступени.

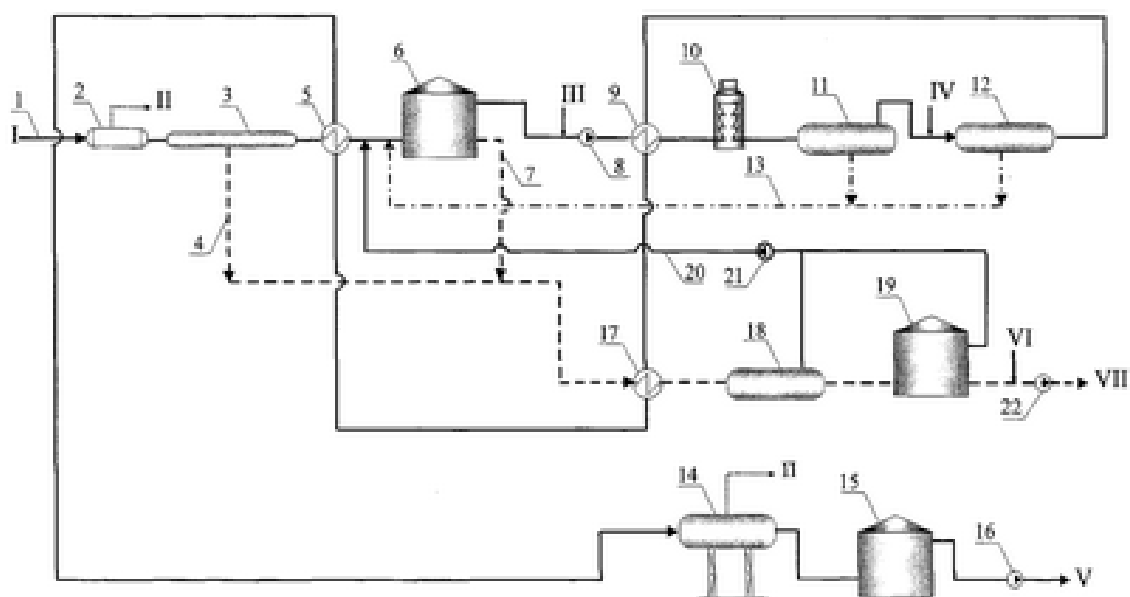


Рисунок 1.1 - Схема установки

Установка включает нефтепровод 1, первую, вторую ступень подготовки нефти и очистные сооружения подготовки пластовой воды.

Первая ступень подготовки нефти содержит сепаратор 2, КДФ 3, трубопровод 4 сброса воды из КДФ 3, второй теплообменник 5, резервуар предварительного сброса воды 6, трубопровод 7 сброса воды из резервуара предварительного сброса воды 6.

Вторая ступень подготовки нефти содержит сырьевой насос 8, теплообменник 9, нагреватель 10, отстойник обезвоживания нефти 11, электродегидратор 12, трубопровод вывода слабоминерализованной подтоварной воды 13, концевой сепаратор 14, резервуар товарной нефти

15, насос откачки товарной нефти 16 и предусматривает подачу реагента-деэмульгатора III на прием сырьевого насоса 8 и подачу пресной воды IV на входе электродегидрататора 12.

Очистные сооружения подготовки пластовой воды содержат первый теплообменник 17, отстойник очистки пластовой воды 18, резервуар подготовки пластовой воды 19, трубопровод вывода уловленной нефти 20, насос откачки уловленной нефти 21, насос откачки пластовой воды 22 и предусматривают подачу реагента-ингибитора коррозии VI на прием насоса откачки пластовой воды 22.

Установка работает следующим образом.

Газоводонефтяная продукция I с нефтепромысла по нефтепроводу 1 поступает в сепаратор 2, где происходит отделение газа II. Дегазированная водонефтяная эмульсия поступает в концевой делитель фаз (КДФ) 3, где осуществляется холодный сброс свободной пластовой воды по трубопроводу сброса воды 4. Частично обезвоженная водонефтяная эмульсия после КДФ 3 проходит второй теплообменник 5 и поступает в резервуар предварительного сброса воды 6. Во втором теплообменнике 5 происходит подогрев частично обезвоженной водонефтяной эмульсии за счет потока товарной нефти, что улучшает условия отделения пластовой воды от нефти в резервуаре предварительного сброса воды 6, и одновременно происходит окончательное охлаждение товарной нефти. Подогрев частично обезвоженной водонефтяной эмульсии значительно повышает эффективность работы резервуара предварительного сброса воды 6, способствует предотвращению срывов в его работе и, следовательно, повышает стабильность работы всей установки в целом. Трубопровод 4 сброса воды из КДФ 3 и трубопровод 7 сброса воды из резервуара предварительного сброса воды 6 соединяются, и пластовая вода общим потоком поступает на очистные сооружения. Предварительно обезвоженная нефть из резервуара предварительного сброса воды 6 насосом 8 подается через теплообменник 9 в нагреватель 10. В теплообменнике 9 происходит подогрев предварительно обезвоженной нефти за счет потока товарной нефти и одновременно осуществляется первоначальное охлаждение товарной нефти. На прием сырьевого насоса 8 подается реагент-деэмульгатор III. Нагретая предварительно обезвоженная нефть после нагревателя 10 поступает в отстойник 11, где происходит глубокое обезвоживание нефти. Обезвоженная нефть из отстойника 11 поступает в электродегидратор 12, на входе которого подается пресная вода IV. В электродегидраторе 12 под действием электрического поля и пресной воды происходит глубокое обессоливание нефти. Вода, отделившаяся в отстойнике 11 и электродегидраторе 12, по трубопроводу вывода слабоминерализованной подтоварной воды 13 поступает на вход резервуара предварительного сброса воды 6. Обезвоженная и обессоленная нефть после электродегидрататора 12 поступает на охлаждение в последовательно установленные теплообменники 9, 17, 5. В теплообменнике 9 нефть охлаждается за счет потока предварительно обезвоженной нефти, поступающей из

резервуара предварительного сброса воды 6 в нагреватель 10. В первом теплообменнике 17 нефть охлаждается за счет потока пластовой воды, отделившейся в КДФ 3 и резервуаре предварительного сброса воды 6. Окончательное охлаждение нефти происходит во втором теплообменнике 5 за счет потока частично обезвоженной водонефтяной эмульсии, поступающей из КДФ 3 в резервуар предварительного сброса воды 6. После охлаждения во втором теплообменнике 5 нефть поступает в концевой сепаратор 14, где происходит отделение газа II. Из сепаратора 14 товарная нефть V, охлажденная до необходимой температуры (не более 30°C), поступает в товарный резервуар 15, откуда насосом 16 сдается на узел учета товарной нефти (не показан). Пластовая вода, отделившаяся в КДФ 3 и резервуаре предварительного сброса воды 6, поступает на очистные сооружения подготовки пластовой воды. Пластовая вода проходит первый теплообменник 17, где подогревается за счет потока товарной нефти и поступает в отстойник 18 и затем в резервуар подготовки пластовой воды 19. Подогрев пластовой воды в первом теплообменнике 17 значительно повышает степень ее подготовки на очистных сооружениях. Уловленная нефть из отстойника 18 и резервуара подготовки пластовой воды 19 откачивается насосом 21 по трубопроводу вывода уловленной нефти 20 на вход резервуара предварительного сброса воды 6. Из резервуара 19 подготовленная пластовая вода VII насосом 22, на прием которого подается реагент-ингибитор коррозии VI, откачивается в систему поддержания пластового давления (не показана).

Предлагаемая установка подготовки нефти имеет следующие преимущества: позволяет добиться охлаждения готовой товарной нефти до температуры 30°C перед ее сдачей на узел учета нефти; повысить эффективность работы резервуара предварительного сброса воды до содержания воды в нефти не более 0,5%; повысить качество подготовки пластовой воды на очистных сооружениях до содержания нефтепродуктов в воде не более 60 мг/дм³, механических примесей - не более 50 мг/дм³; снизить энергетические затраты на нагрев нефти за счет использования тепла товарной нефти в теплообменниках; повысить стабильность работы всей установки в целом.

1.1 Площадка нефтегазовых сепараторов

Нефтегазосепараторы НГС применяются на нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях в системах очистки добытой нефти от попутного нефтяного газа. Использование нефтегазовых сепараторов позволяют очищать, дегазировать, обессоливать непенистые сырые нефти, снижать объем и количество механических примесей, взвешенных частиц, конденсата, удалять эмульгаторы и аэрозоли, то есть на выходе получать три основных продукта нефтепереработки:

- товарную нефть
- очищенный попутный нефтяной газ

- очищенную пластовую воду (в сепараторах со сбросом воды)

Заявленное техническое решение относится к устройствам для сепарации сырой нефти на нефтяную и газовую фракции и может быть использовано в нефтегазодобывающей отрасли при подготовке нефти и газа на промыслах и в нефтегазоперерабатывающей промышленности в составе различных установок.

Известно устройство для сепарации газонефтяной смеси, содержащее емкость, снабженную штуцерами для подвода газонефтяной смеси и отдельного отвода нефти и газа, размещенные в емкости наклонные сливные полки, которые в нижней части снабжены перфорированными пластинами (авторское свидетельство СССР №780849, опубл. 23.11.1980).

Известен нефтегазосепаратор, включающий горизонтальную емкость с входным и выходными патрубками продукции скважин, внутри которой установлена перегородка, разделяющая ее на две части, и сливную полку для сепарации газа и нефти (патент РФ №2250128, опубл. 27.03.2004).

Известен нефтегазовый сепаратор, включающий в себя емкость, штуцер ввода нефтегазовой смеси, штуцер вывода газа, штуцер вывода нефти, распределительное устройство, сливные полки, днища которых изготовлены из перфорированного листа или металлической сетки (патент РФ №54526, опубл. 10.07.2006).

Недостатком известных технических решений является малая эффективность сепарации, обусловленная низкой степенью сепарации из-за малого времени пребывания нефтегазовой смеси на сливных полках, за счет которых происходит разделение на жидкую и газовую фракции.

Наиболее близким устройством того же назначения к заявленному изобретению является нефтегазосепаратор, включающий емкость с патрубком подвода нефтегазовой смеси и патрубки отвода нефтяной и газовой фракций, установленные внутри емкости сливные полки, предназначенные для выделения газа из нефтегазовой смеси (авторское свидетельство СССР №1247040, опубл. 30.07.1986). Для увеличения времени пребывания нефтегазовой смеси на сливных полках, последние выполнены поперечно гофрированными, причем выступы и впадины гофр образованы сопрягаемыми дугами одного радиуса.

Недостатком известного устройства, принятого за прототип, является средняя степень сепарации, обусловленная неполным выделением газа из нефтегазовой смеси.

Техническим результатом заявленного технического решения является повышение степени сепарации путем интенсификации процесса выделения газа из нефтегазовой смеси, а также увеличения времени пребывания смеси на сливных полках без изменения их размеров.

Указанный технический результат достигается тем, что в нефтегазосепараторе, включающем емкость с патрубком подвода нефтегазовой смеси и патрубками отвода нефтяной и газовой фракций, установленные внутри емкости сливные полки, предназначенные для выделения

газа из нефтегазовой смеси, согласно изобретению сливные полки снабжены каналами переменного сечения, которые сформированы посредством перегородок, размещенных на сливных полках в направлении подачи нефтегазовой смеси в емкости.

Кроме того, каналы переменного сечения сформированы из гофрированных перегородок таким образом, чтобы обеспечить циклически переменное сечение каналов на всем протяжении движения нефтегазовой смеси по сливным полкам.

Кроме того, каналы на сливных полках размещены под углом к исходному направлению движения нефтегазовой смеси в емкости.

Такое выполнение нефтегазосепаратора позволяет осуществить интенсивное выделение газа из нефтегазовой смеси, обеспечивая при этом максимальную степень сепарации без увеличения размеров сливных полок и габаритов нефтегазосепаратора.

Проведенный заявителем анализ патентной и научно-технической литературы показал, что предложенное сочетание существенных, в том числе и отличительных, признаков заявленного технического решения в известных источниках информации не обнаружено, следовательно, известные технические решения не проявляют тех же свойств, что и заявленный нефтегазосепаратор.

Изобретение поясняется чертежами. На фиг. 1 показан общий вид предложенного нефтегазосепаратора, на фиг. 2 - вид А на фиг. 1 (вариант 1), на фиг. 3 - вид А на фиг. 1 (вариант 2), на фиг. 4 - эшюры скорости v потока и давления p нефтегазовой смеси вдоль канала переменного сечения предложенного нефтегазосепаратора, на фиг. 5 показано размещение каналов переменного сечения на смежных сливных полках, вид сверху.

Нефтегазосепаратор включает горизонтальную емкость 1, оснащенную патрубком 2 для подачи нефтегазовой смеси, патрубком 3 для отвода газа и патрубком 4 для выхода нефти. Внутри емкости 1 установлены верхние сливные полки 5 и нижние сливные полки 6, предназначенные для выделения попутного газа из нефтегазовой смеси. Конструктивно сливные верхние и нижние полки 5 и 6 выполнены аналогично и представляют из себя набор смежных полок, установленных ступенчато и образуя при этом подобие наклонной поверхности.

Сливные полки 5 и 6 снабжены каналами 7, которые образованы посредством перегородок 8. Перегородки 8 закреплены на верхней поверхности сливных полок 5 и 6, например, с помощью сварки по направлению движения нефтегазовой смеси в емкости 1 либо под углом α к исходному направлению движения нефтегазовой смеси в емкости, которое осуществляется распределительным устройством 9, установленным внутри емкости 1 вблизи патрубка 2.

Для обеспечения циклически переменного сечения каналов 7 перегородки 8 выполнены гофрированными, например, с треугольной (фиг. 2), округлой (фиг. 3) или синусоидальной (не показано) формой гофров в плане. При этом возможны любые доступные геометрические формы

гофров перегородок 8. Форма гофров перегородок 8 выбирается конструктивно и она определяет характер изменения скорости v потока и давления p в нефтегазовой смеси.

Для изменения направления движения нефтегазовой смеси сначала по верхним полкам 5, а затем по нижним полкам 6 в емкости 1 установлено распределительное устройство 10, которое позволяет изменить направление движения нефтегазовой смеси в емкости на 180° . Для увеличения времени нахождения нефтегазовой смеси на сливных полках 5 и 6 угол α размещения каналов 7 может изменяться на противоположное значение $-\alpha$, как показано на фиг. 5. В этом случае направление потока нефтегазовой смеси при движении по полкам 5 и 6 также будет циклически изменяться.

Кроме того, емкость 1 может быть снабжена различными элементами, которые необходимы для обеспечения полноценного функционирования нефтегазосепаратора, например каплеотбойниками, штуцерами и муфтами для подсоединения технологических приборов сигнализации и автоматики для регулирования параметров и режимов работы устройства, и другие (условно не показано).

Нефтегазосепаратор работает следующим образом.

Нефтегазовая смесь (продукция скважин) поступает через патрубок 2 во внутреннюю полость емкости 1 и посредством распределительного устройства 9 подается на верхние сливные полки 5, снабженные каналами 7, образованные гофрированными перегородками 8, за счет которых каналы 7 по направлению потока стекающей нефтегазовой смеси имеют циклически переменное сечение. Для увеличения времени и протяженности стекания нефтегазовой смеси по сливным полкам посредством распределительного устройства 10 производится изменение направления движения потока смеси по полкам 5 в емкости 1 на 180° , то есть на полках 6 направление потока нефтегазовой смеси меняется на противоположное. Кроме того, чередующееся изменение направления каналов 7 по смежным сливным полкам 5 (6) на угол α ($-\alpha$) позволяет также увеличить длительность и протяженность процесса стекания нефтегазовой смеси по сливным полкам 5 и 6 внутри емкости 1.

За счет выполнения каналов 7 с циклически переменным сечением с помощью гофрированных перегородок 8 характер течения нефтегазовой смеси будет определяться конкретной геометрической формой выполнения гофров перегородок 8. В частности, на фиг. 4 показаны эпюры скоростей v и давления p в нефтегазовой смеси для канала с сечением треугольного профиля. В соответствии с законом Бернулли, в сечениях с большей скоростью потока давление в нефтегазовой смеси уменьшается, что приводит к ускорению роста газовых пузырьков за счет диффузии и объединению маленьких пузырьков газа в более крупные. В результате, за счет силы Архимеда, происходит более быстрое всплывание пузырьков газа на свободную поверхность смеси и последующее свободное перемещение выделившегося газа. В

сечениях с малой скоростью потока давление в нефтегазовой смеси увеличивается, что приводит к дроблению не всплывших пузырьков газа на более мелкие, которые становятся новыми зародышами для последующего роста в сечениях с малыми давлениями (большими скоростями).

Этот процесс циклически повторяется в процессе движения потока нефтегазовой смеси по каналам 7 на сливных полках 5 и 6, интенсифицируя при этом полный процесс сепарации газа от нефти.

Выделившийся газ отводится через патрубок 3, а освобожденная от газа нефть - через патрубок 4.

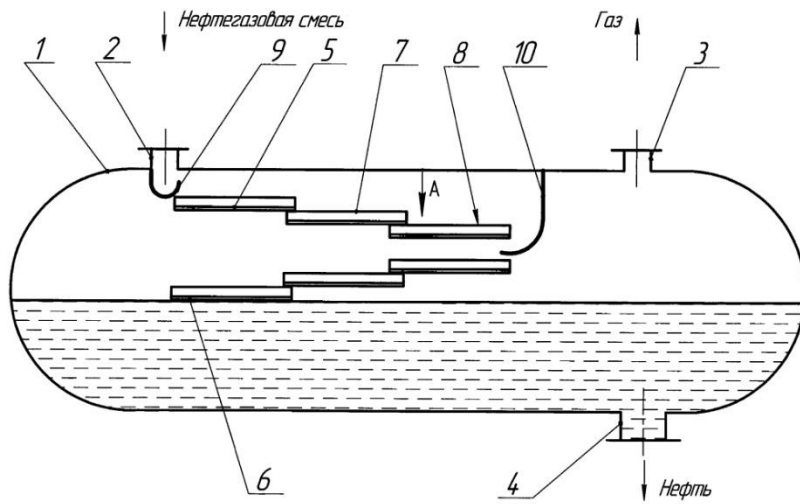
Таким образом, применение предложенного нефтегазосепаратора позволяет повысить степень сепарации путем интенсификации процесса выделения газа из нефтегазовой смеси, а также увеличения времени пребывания смеси на сливных полках без изменения их размеров.

На основе предложенного нефтегазосепаратора можно провести в краткие сроки несложную модернизацию выпускаемых отечественной промышленностью нефтегазосепараторов, например, типа НГС по ТУ 3615-001-85873787-210.

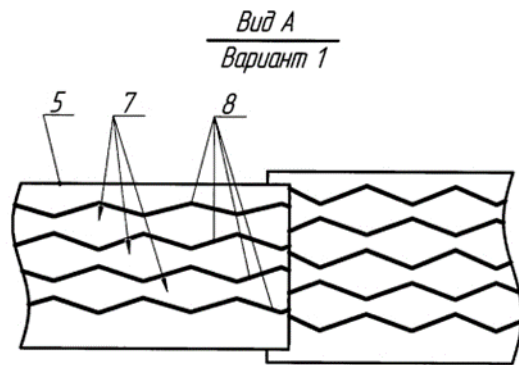
1. Нефтегазосепаратор, включающий емкость с патрубком подвода нефтегазовой смеси и патрубками отвода нефтяной и газовой фракций, установленные внутри емкости сливные полки, предназначенные для выделения газа из нефтегазовой смеси, отличающийся тем, что сливные полки снабжены каналами переменного сечения, которые сформированы посредством перегородок, размещенных на сливных полках по направлению подачи нефтегазовой смеси в емкости.

2. Нефтегазосепаратор по п. 1, отличающийся тем, что каналы переменного сечения сформированы из гофрированных перегородок таким образом, чтобы обеспечить циклически переменное сечение каналов на всем протяжении движения нефтегазовой смеси по сливным полкам.

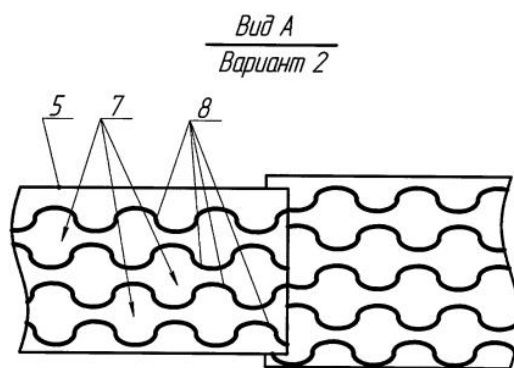
3. Нефтегазосепаратор по п. 1 или 2, отличающийся тем, что каналы на сливных полках размещены под углом к исходному направлению движения нефтегазовой смеси в емкости



Фиг. 1

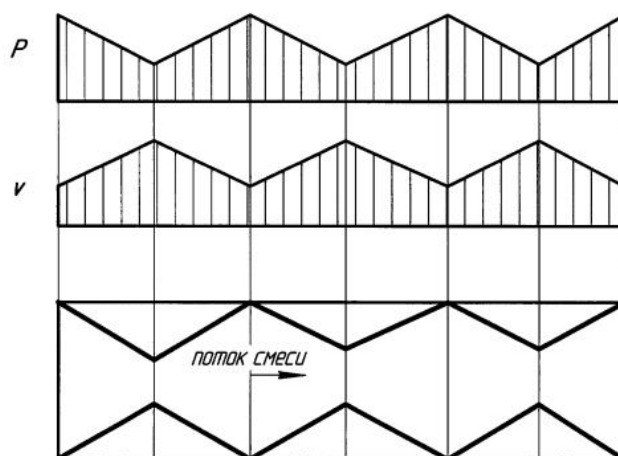


Фиг. 2

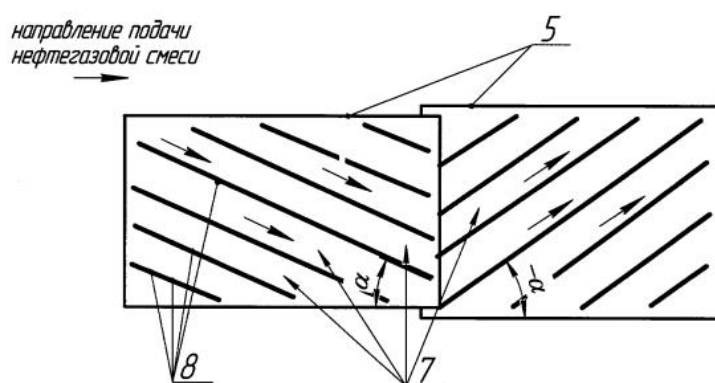


Фиг. 3

Эпюры давления и скорости потока смеси вдоль канала



Фиг. 4



Фиг. 5

Сепараторы типа НГС способствуют продлению срока службы магистральных трубопроводов, которые транспортируют добытую нефтяную эмульсию на заводы по нефтепереработке крекингу, за счет снижения коррозионного воздействия. Полученные продукты первичной очистки зачастую используются в различных производствах и химических целях.

Конструкция и работа нефтегазовые сепараторов типа НГС

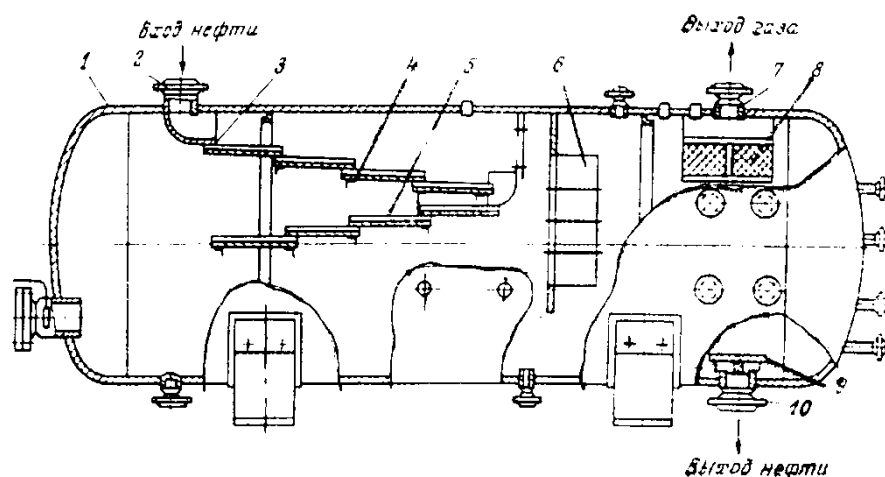


Рис 1.2– Схема нефтегазосепаратора НГС

Нефтегазосепараторы НГС имеют горизонтальный корпус с эллиптическими днищами, которые выдерживают эксплуатацию при высоком давлении. Установка сепараторов осуществляется наземно, для чего в нижней части корпуса предусматриваются приварные опоры для крепления анкерными болтами к железобетонному фундаменту.

Для подачи исходной нефтяной эмульсии и вывода из аппарата полученных жидкостей и газа, в корпусе располагаются штуцеры и патрубки. Через них осуществляется как вход, так и выход продуктов деления (очищенной товарной нефти, попутного нефтяного газа и воды), а также установка технологического оборудования (например, датчика и регулятора уровня, манометра, датчика температуры, сигнализатора уровня, предохранительной и запорной арматуры), а также для осуществления пропарки, технического обслуживания и ремонта. Количество, условные проходы и назначение отверстий рассчитывается на этапе проектирования и согласовываются с Заказчиком для наиболее точного соответствия сепаратора НГС требованиям эксплуатации.

Устройство нефтегазосепараторов определяется требованиями к сепарации. Внутри в аппарате находится несколько отсеков (секций), в которых происходит поэтапное отделение газа и воды от нефти. Каждая секция разделена вертикальной перфорированной перегородкой-каплеотбойником.

Сначала нефтяная эмульсия проходит первичное разделение, в результате которого из нефти выделяются свободные частицы газа. Затем нефть проходит в секцию сепарации и отстоя, в которой от газа отделяется капельная жидкость, то есть происходит дегазация нефти.

ТД САРРЗ поставляет до места эксплуатации две основные конструкции нефтегазовых сепараторов:

- тип I поставляется в комплекте с узлом предварительного отбора газа (депульсаторами)

- тип II поставляется без узла отбора газа

Маркировка "П" означает поставку сепаратора с пеногасящей насадкой.

Технические характеристики нефтегазовых сепараторов типа НГС

№	Параметры	Значение
1	Объем, м ³	6,3-200
2	Рабочая среда	непенистая сырая нефть
3	Характеристики рабочей среды	класс опасности 1, взрывоопасная, пожароопасная
4	Температура рабочей среды, °С	до +100
5	Рабочее давление, МПа	0,6-4,0
6	Температура эксплуатации, °С	от -70 до +40
7	Производительность, м ³ /сутки	1500-12000
8	Содержание жидкости в газе на выходе, г/нм ³	до 1,0
9	Материал	09Г2С, 12Х18Н10Т
10	Сейсмичность района эксплуатации, балл	до 6
11	Срок эксплуатации, лет	10-30

1.2 Площадка отстойников «ОГ-200С»

Нефтяные отстойники ОГ применяются на нефтедобывающих и нефтепромысловых предприятиях для разделения водонефтяной эмульсии на нефть и пластовую воду с параллельным выведением механических примесей и солей. В отстойниках типа ОГ происходит глубокая очистка нефти и обезвоживание сырой нефти, что способствует ее дальнейшей очистке.

Отстойник для нефти на объектах добычи нефти является основным и дорогостоящим оборудованием. Совершенствование и эффективное использование этого оборудования является актуальной задачей.

Известен трубчатый отстойник-сепаратор (патент РФ №2089259, кл. В 01 D 17/00, опубл. 10.09.97), состоящий из горизонтальных и вертикальных труб, образующих общую полость из горизонтальных и вертикальных участков для разделения газа, нефти и воды. Разделение газа, нефти и воды происходит при движении смеси жидкости и газа тонким слоем в верхней

горизонтальной трубе. Недостатком отстойника является необходимость обеспечения тонкослойного режима течения жидкости в верхней горизонтальной трубе отстойника.

Наиболее близок к предлагаемому техническому решению отстойный аппарат для обезвоживания нефти (патент РФ №2077918, кл. В 01 D 17/028, опубл. 27.04.97), состоящий из горизонтального цилиндрического корпуса, патрубков для подачи газожидкостной смеси, отвода газа, нефти и воды уровнемера высоты раздела нефть-вода, с поперечными перегородками внутри корпуса, которые расположены ступенчато относительно друг друга, так что обеспечивается перелив жидкости через верхний край перегородок. При этом происходит интенсивное разделение газа, нефти и воды. Недостатком является жесткое требование соблюдения технологического режима, уровней границы раздела нефть-вода, нефти в нефтяном отсеке.

Задачей предлагаемого технического решения является повышение надежности и эффективности работы отстойника для нефти.

Поставленная задача решается так, что в известном отстойнике для нефти, включающем корпус, патрубки для подачи нефтеводяной смеси, отвода нефти и воды, уровнемер раздела нефть-вода, поперечные перегородки, согласно изобретению поперечные перегородки внутри отстойника установлены на одной высоте, образуя щели у верхней и нижней образующих корпуса, каждая перегородка поочередно по высоте разделена на равные три и две части, образуя между полосами перегородок горизонтальные щели.

Размещение перегородок внутри отстойника щелями равной величины наверху и внизу позволяет работать отстойнику в полностью заполненном жидкостью состоянии. При этом упрощается размещение отстойника без предъявления требований к высоте относительно других аппаратов. Отпадает необходимость контроля уровня нефти. При этом, естественно, ухудшаются условия для выделения газа, но на практике для выделения газа обычно устанавливают газосепараторы. Выделившийся газ в отстойнике удаляется вместе с нефтью и поступает в следующий аппарат. Такой отстойник является эффективным для предварительного сброса воды на начальных участках системы сбора нефти.

Образование горизонтальных щелей по высоте перегородок позволяет ускорить процесс разделения нефти и воды, ускоряется процесс отстоя в областях между перегородками.

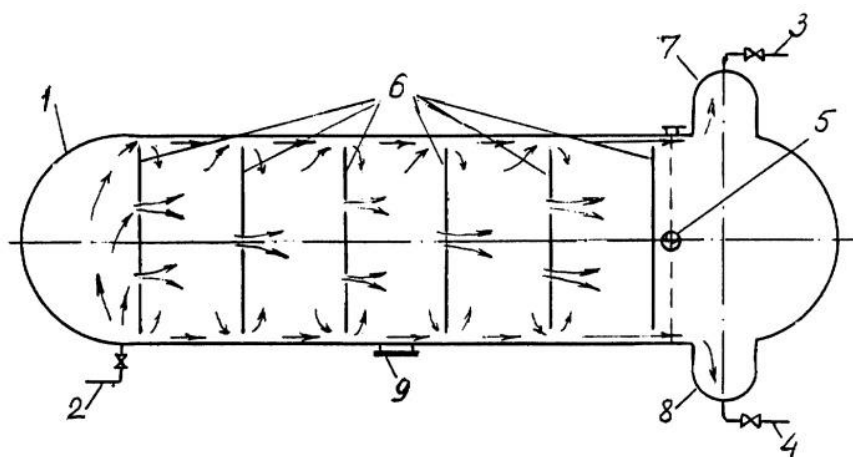


Рисунок 1.3 - Схема отстойника для нефти

Отстойник включает корпус 1, патрубок 2 для подачи нефтеводяной смеси, патрубок 3 для отвода нефти, патрубок 4 для отвода воды, уровнемер 5 границы раздела нефть-вода, перегородки 6, колпак 7 для нефти, колпак 8 для воды, люк зачистной 9.

Отстойник монтируется и работает следующим образом.

В качестве корпуса отстойника может быть использована нефтегазовая труба большого диаметра (1,0-1,4 м). Для удобства монтажа корпус собирается из отдельных участков труб, где уже смонтированы по две перегородки. Через открытые торцы короткого участка трубы перегородки легко монтируются как предусмотрено по конструкции. При определении ширины щелей в перегородке необходимо учитывать, чтобы общая площадь щелей в каждой перегородке должна быть не менее десяти площадей сечения патрубка 2 для подачи нефтеводяной смеси. После сборки части корпуса с перегородками 6 к торцам привариваются эллиптические днища и необходимые патрубки. Для более четкого разделения нефти и воды отвод нефти и воды производят из колпаков 7 и 8.

Такой отстойник целесообразно вмонтировать на начальном участке системы сбора нефти и использовать для отделения и предварительного сброса воды.

После монтажа корпуса 1 отстойника в систему сбора нефти по патрубку 2 подается нефтеводяная смесь (эмульсия). По мере заполнения корпуса 1 отстойника жидкостью отстойник начинает работать в режиме динамического отстоя, т.е. в непрерывном режиме при течении жидкости. При этом внутри корпуса 1 отстойника жидкость перетекает через щели между перегородками 6 и корпусом 1 отстойника и через горизонтальные щели в перегородках 6, кроме последней перегородки, где такие щели отсутствуют. При прохождении жидкости через щель образуется тонкослойная струя, где происходит быстрое разделение нефти и воды, накопление нефти в верхней части, а воды в нижней части отстойника, которые в дальнейшем движутся к патрубкам 3 и 4 для отвода нефти и воды. Размещение щелей на перегородках на разной высоте

позволяет интенсифицировать процесс разделения нефти и воды в объеме отстойника между перегородками. Последняя перегородка имеет щель только сверху и снизу у самой стенки корпуса 1 отстойника, что способствует более четкому разделению нефти и воды перед отводом их по патрубкам 3 и 4. Наличие колпаков 7 и 8 позволяет при малом диаметре корпуса 1 отстойника развести точки отвода нефти и воды, чтобы уменьшить возмущающие факторы на границу раздела нефть-вода. Уровнемер 5 обеспечивает контроль за уровнем раздела нефть-вода и регулировать расход отбора нефти и воды, чтобы обеспечить необходимый технологический режим.

Вода из отстойника по патрубку 4 отводится в систему водоочистки и дальнейшей утилизации.

Нефть отводится по патрубку 3 и подается в сборный нефтепровод. Имеющийся газ в жидкости, подаваемой по патрубку 2 в отстойник, в отстойнике не накапливается, а удаляется вместе с нефтью по патрубку 3.

Возможные донные осадки в отстойнике при необходимости удаляются через люк зачистной 9.

Предлагаемый такой отстойник работает в полнозаполненном напорном режиме в системе сбора нефти и воды, технологический режим легко регулируется, прост в эксплуатации и надежен в работе.

Выполнение перегородок внутри отстойника на одной высоте, образуя щели для перетока жидкости, обеспечивает режим разделения нефти и воды путем отстоя в полнозаполненном жидкостью состоянии отстойника, интенсифицирует процесс отстоя между перегородками, упрощается регулировка технологического режима, отпадает необходимость размещения отстойника на определенной высоте, чтобы обеспечить переток жидкости из отстойника в другой технологический аппарат.

Таким образом, предлагаемый отстойник для нефти с перегородками внутри корпуса позволяет достигать желаемого результата в каждом конкретном случае путем увеличения числа перегородок и скорости движения потока жидкости внутри отстойника. Изобретение позволяет повысить надежность и эффективность работы отстойника для нефти.

Отстойник для нефти, включающий корпус, патрубки для подачи нефтеводяной смеси, отвода нефти и воды, уровнемер раздела нефть-вода, поперечные перегородки, отличающийся тем, что поперечные перегородки внутри отстойника установлены на одной высоте, образуя щели у верхней и нижней образующих корпуса, каждая перегородка поочередно по высоте разделена на равные три и две части, образуя между полосами перегородок горизонтальные щели.

Устройство отстойников нефти типа ОГ

Отстойники ОГ представляют собой горизонтальный цилиндрический корпус объемом до 200 м³ с люком, патрубками и штуцерами для входа рабочего продукта, выведения очищенной нефти, сброса выделенной пластовой воды, а также установки технологического оборудования (контрольно-измерительных приборов, поворотных пробоотборников, запорных и предохранительных клапанов и др.).

По требованию Заказчика в комплект поставки до места эксплуатации могут входить лестницы и площадки обслуживания с ограждением для обеспечения доступа персонала к верхним патрубкам и штуцерам.

Принцип работы нефтяных отстойников ОГ

Принцип работы отстойников ОГ основывается на разности удельного веса нефти и растворенной в ней воды.

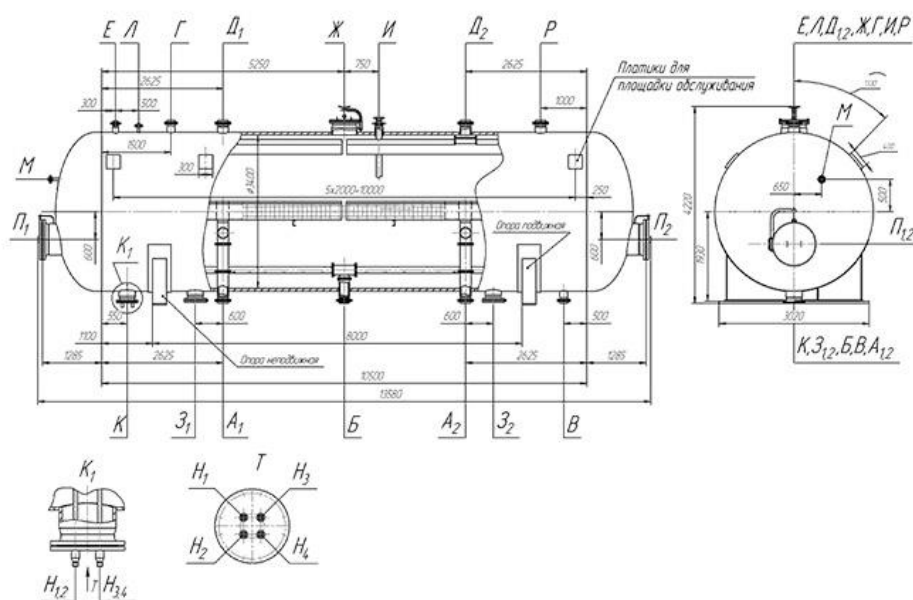


Рисунок 1.4 - Чертеж отстойника нефти ОГ.

В нижней части емкости располагается два перфорированных коллектора, через которые проходит водонефтяная эмульсия и попадает под слой находящейся в отстойнике пластовой воды. Капельная влага, содержащаяся в нефти, и пластовая вода соединяются и опускаются вниз на дно отстойника, откуда сбрасывается для последующей подготовки воды. При этом нефть поднимается в верхнюю часть отстойника, собирается в нефтесборнике и выводится через выходной штуцер.

Вместе с водой из водонефтяной эмульсии частично выделяется газ и собирается в специальном отсеке.

Для исключения переливания отстойника на уровне раздела фаз устанавливаются уровнемер и регулирующий клапан, который изменяет объем сбрасываемой воды при необходимости.

Отстойники нефти с перегородками ОГН-П применяются для обезвоживания нефтяной эмульсии на нефтепромысловых и нефтеперерабатывающих предприятиях. Вместе со сбросом воды отстойники данного типа дегазируют нефть, а также очищают ее от механических примесей и соли.

Конструкция нефтяного отстойника с перегородками

Отстойники ОГН-П изготавливаются в горизонтальном исполнении. Корпус представляет собой цилиндрическую емкость, в которой размещаются люк, штуцеры и патрубки, через которые поступает нефтяная эмульсия, отбирается вода, газ, обезвоженная нефть. В патрубки также устанавливается технологическое оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию оборудования. Состав оборудования подбирается по индивидуальному заказу и может содержать манометр, уровнемер, уровнемер раздела фаз, регуляторный клапан, запорную и предохранительную арматуру.

По требованию Заказчика возможно устройство теплоизоляции, позволяющей поддерживать рабочую температуру рабочей среды.

Для обеспечения доступа обслуживающего персонала отстойники могут комплектоваться лестницей и площадкой обслуживания с ограждением.

Устройство нефтяных отстойников с перегородками

Внутри отстойник ОГН-П имеет поперечные перегородки, которые делят емкость на отсеки для отстоя и накопления очищенной нефти.

Нефтяная эмульсия входит в отстойник через входной штуцер. За счет действия гравитации происходит разделение эмульсии на ее составляющие - на нефть, воду, газ и механические примеси.

Отделившаяся нефть через кромки промежуточных перегородок поднимается вверх к отсеку накопления. По мере прохождения нефтяной эмульсии через промежуточные перегородки на них оседает капельная жидкость и механические примеси, которые проходят дополнительный отстой в пространстве между перегородками. Из пространства между перегородками вода попадает в общий поток сбрасываемой воды, а механические примеси оседают на дне и затем удаляются.

Отделившаяся вода опускается на дно отстойника к штуцеру для отвода воды. При прохождении воды через промежуточные перегородки на них оседают оставшиеся нефтяные капли и затем поднимаются вверх вместе с общим потоком отделившейся нефти.

По мере заполнения отстойника очищенная нефть попадает в нефтяной отсек, откуда откачивается через выходной штуцер.

Условное обозначение отстойника ОГН-П с перегородками

ОГН-П - X1 - X2 - X3 - X4

- X1 - объем, м³
- X2 - условное давление, МПа
- X3 - материальное исполнение (1; 2; 3)
- X4 - наличие теплоизоляции (И)

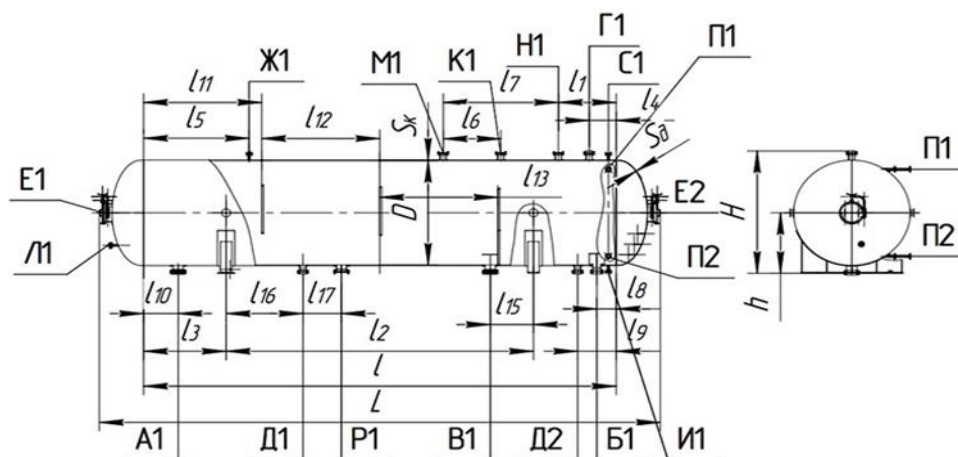


Рисунок 1.5- Чертеж отстойника с перегородками ОГН-П.

Отстойники нефти он служат для очистки сырой нефти на нефтепромысловых предприятиях. Применение отстойников типа ОН позволяет осуществлять:

- обезвоживание нефти
- дегазацию нефтяной эмульсии

Устройство и принцип работы отстойников нефти ОН

Специалисты торгового дома САРРЗ поставляют нефтяные отстойники типа ОН объемом до 200 м³ до места эксплуатации. Они изготавливаются в горизонтальном исполнении. Их корпус представляет собой цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами, которые позволяют эксплуатировать отстойники под давлением до 2,5 МПа. Отстойники ОН оборудуются штуцерами и люками для входа и выхода рабочей среды, выделившегося газа, установки контрольно-измерительного и запорно-предохранительного оборудования (уровнемера, счетчиков, манометра и т.д.).

Отстойники нефти ОН устанавливаются наземно на седловые опоры или опоры-лапы, которые жестко крепятся анкерными болтами к железобетонному фундаменту.

Для обеспечения доступа обслуживающего персонала вместе с отстойником поставляются лестница и площадка обслуживания с ограждением.

Нефтяные отстойники рассчитаны на эксплуатацию с вредными, коррозионно активными рабочими средами с высоким содержанием сероводорода. Для защиты внутренней поверхности от негативного воздействия нефтяной эмульсии корпус покрывается стойкими антикоррозионными составами, позволяющими эксплуатировать оборудование более 20 лет при условии соблюдения правил и норм на объекте. Кроме этого, отстойники могут проходить термообработку на заводе-производителе.

Для проведения технического обслуживания в отстойниках ОН предусматривается наличие пропарной и дренажной системы, которые способствуют более эффективной работе.

По требованию Заказчика для поддержания рабочей температуры эксплуатации отстойники ОН могут комплектоваться теплоизоляцией, состоящей из минераловатных матов и оцинкованных защитных листов.

Принцип работы отстойников нефти ОН

Внутри отстойник ОН имеет перегородки из просечно-вытяжного листа, замерную колонку для измерения уровня раздела фаз нефти и воды и коалесцирующее устройство для обезвоживания нефти. Нефтяная эмульсия поступает через входной узел, который равномерно распределяет ее по всему объему отстойника.

За счет разности плотности воды и нефти происходит раздел фаз с последующим раздельным выводом из отстойника. Эффективное обезвоживание достигается за счет двойной циркуляции жидкости внутри отстойника.

1.3 Площадка подогревателей ПТБ-10

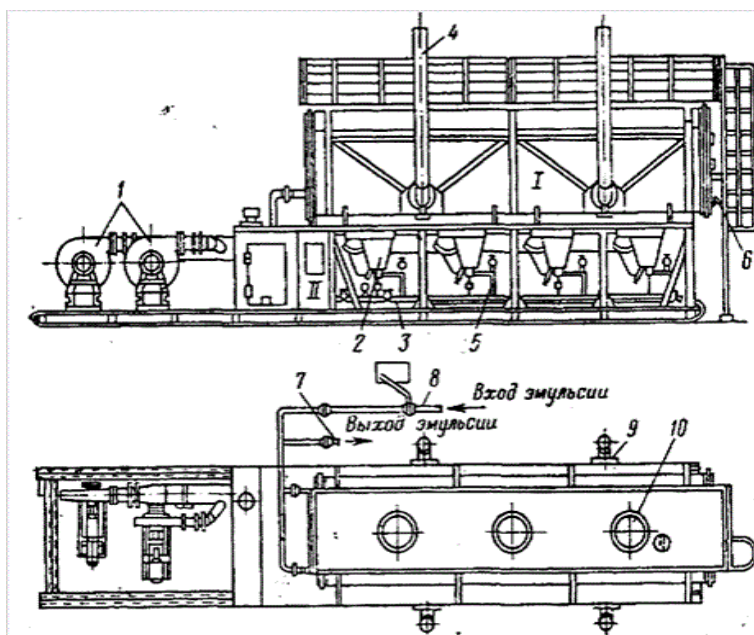


Рисунок 1.6– Схема ПТБ-10

Печь трубчатая блочная предназначена для нагрева нефти и нефтяных эмульсий при их промышленной подготовке и транспортировке.

По отдельному заказу может быть изготовлена печь для работы на жидком топливе.

Основное отличие ПТБ-10Э от ПТБ-10А заключается, в наличии электрических исполнительных механизмов на газовой обвязке, а также применение шестирядного змеевика вместо четырехрядного. Климатическое исполнение – У, ХЛ по ГОСТ 15150-69

2 Расчет отстойника горизонтального

Отстойник ОГ-200 С представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами.

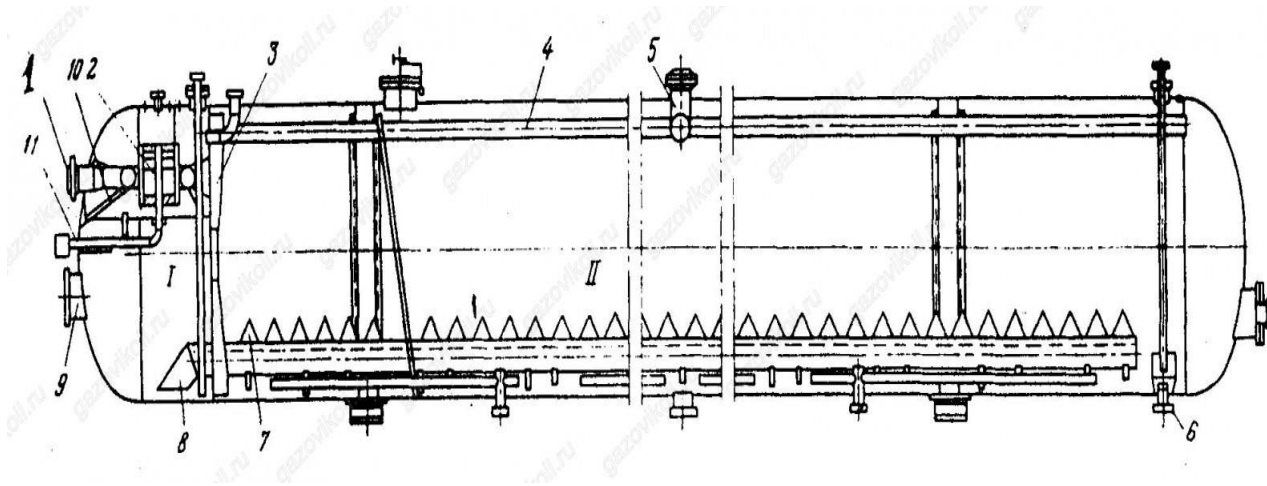


Рисунок 2.1

Разработать энергоэффективный и ресурсосберегающий отстойник для промышленной подготовки нефти, с увеличением заданной производительности на 10%.

Аппарат расположен на улице: $T_{\text{ср}} = -30 \dots +40 \text{ } ^\circ\text{C}$

Сырье: газо-водо-нефтяная эмульсия;

Обводненность нефти: $\leq 30\%$

Нагрузка по смеси: $62 \text{ м}^3/\text{ч}$;

Плотность смеси: $912 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Вязкость смеси: $3,7448 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

2.1 Выбор конструкционного материала

Исходя из того, что аппарат находится на улице при $T_{ср} = -30...+40$ °С, кроме того в аппарате находится агрессивная (коррозионно-опасная) среда - **газо-водо-нефтяная эмульсия**, аппарат находится под внутренним избыточным давлением – **08 МПа**, необходимо выбрать материал устойчивый к данным условиям и режиму работы. Выбираем конструкционную, легированную сталь – 09Г2С с характеристиками [2]:

Допускаемое напряжение при 20 °С: 196 МПа;

Допускаемое напряжение при 100 °С: 177 МПа;

Минимальное значение предела текучести: 280 МПа;

Модуль продольной упругости: $1.99 \cdot 10^5$ МПа;

Температурный диапазон: $-70...+425$ °С;

2.2 Технологический расчет

Технологический расчет отстойника состоит в определении его длины и диаметра. Диаметр отстойника, согласно источнику [3]

Рассчитывается по следующей формуле:

$$D \geq 0.981 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_c \cdot \rho_c}{\mu_c \cdot \sqrt{f(\varepsilon)}} \quad (2.2.1)$$

где: $Q_c = 62$ м³/ч – нагрузка отстойника по смеси;

$\rho_c = 912$ кг/м³ – плотность смеси;

$\mu_c = 3.7448 \cdot 10^{-3}$ Па·с – вязкость смеси;

$f(\varepsilon)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя;

$\varepsilon = 0.15$

$$f(\varepsilon) := 0.5 \cdot \pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon \cdot (2 - \varepsilon)} + \text{asin}(1 - \varepsilon) \quad (2.2.2)$$

$$f(\varepsilon) = 3.035$$

$$D := 0.981 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_c \cdot \rho_c}{\mu_c \cdot \sqrt{f(\varepsilon)}} = 3.397 \text{ м} \quad (2.2.3)$$

Основное условие процесса отстаивания состоит в следующем [4]:

$$\tau_o < \tau_{п} \quad (2.2.4)$$

где: τ_o – время отстаивания воды;

$\tau_{п}$ – время пребывания капли воды в аппарате;

Если допустить, что $\tau_o = \tau_{п}$, то:

$$\frac{D}{\omega_0} = \frac{L}{\omega_{\Pi}} \quad (2.2.5)$$

где: ω_0 – горизонтальная скорость движения эмульсии в зоне отстоя;

ω_{Π} – скорость осаждения капли воды в полидисперсной эмульсии в зоне отстоя;

ω_{Π} найдем из уравнения Стокса:

$$\omega_{\Pi} := \frac{2 \cdot r^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot g}{9 \cdot \mu_{\text{н}}} = 3.823 \cdot 10^{-3} \text{ м/с} \quad (2.2.6)$$

где: $r=0.3$ мм – радиус осаждаемых капель воды;

$\rho_{\text{в}}=1019.6$ кг/м³ – плотность пластовой воды;

$\rho_{\text{н}}=856$ кг/м³ – плотность нефти;

$\mu_{\text{н}}=4.194$ Па·с – вязкость нефти;

Найдем высоту водной подушки [4]:

$$h := D \cdot 2 \cdot \varepsilon = 1.006 \text{ м} \quad (2.2.7)$$

Длина отстойника находится по формуле [4]:

$$L := \frac{(D-h) \cdot \omega_0}{\omega_{\Pi}} = 18.472 \text{ м} \quad (2.2.8)$$

По полученным данным подбираем стандартный отстойник [1]:

Отстойник «ОГ – 200С» с параметрами:

- Рабочая среда – нефть, газ, пластовая вода;
- Внутренний диаметр аппарата 3.4 м;
- Длина аппарата 25 м;
- Пропускная способность по товарной нефти, до 6000 т/сут;
- Рабочее давление 0.8 МПа;
- Температура среды +23...+100 °С;
- Вместимость аппарата (объем) 200 м³; - Масса аппарата до 52 т;

2.2.1 Расчет диаметра патрубков:

Скорость нефтегазовой смеси на входе в аппарат принимаем: $\omega_{ПА}=1$ м/с, при объёмном расходе $V_{см}=62$ м³/ч [5].

Диаметр входного штуцера для нефтегазовой смеси:

$$d_{ПА} := \sqrt{4 \cdot \frac{V_{см}}{\pi \cdot \omega_{ПА} \cdot 3600}} = 0.148 \text{ м} \quad (2.2.1.1)$$

Принимаем диаметр штуцера с учетом возникновения нештатных ситуаций, сопровождающихся увеличением объемного расхода: **$d_{ПА}=300$ мм.**

Скорость нефти в выходном штуцере принимаем: $\omega_{пн}=1$ м/с, при объемном расходе нефти $V_{Н}=43.4$ м³/ч [5].

Диаметр выходного штуцера для нефти:

$$d_{пн} := \sqrt{4 \cdot \frac{V_{Н}}{\pi \cdot \omega_{пн} \cdot 3600}} = 0.124 \text{ м} \quad (2.2.1.2)$$

Принимаем диаметр штуцера с учетом возникновения нештатных ситуаций, сопровождающихся увеличением объемного расхода: **$d_{пн}=300$ мм.**

Скорость отделившейся пластовой воды в выходном штуцере принимаем $\omega_{пв}=1$ м/с, при объемном расходе $V_{В}=18.6$ м³/ч [5].

Диаметр выходного штуцера для пластовой воды:

$$d_{пв} := \sqrt{4 \cdot \frac{V_{В}}{\pi \cdot \omega_{пв} \cdot 3600}} = 0.081 \text{ м} \quad (2.2.1.3)$$

Принимаем диаметр штуцера с учетом возникновения нештатных ситуаций, сопровождающихся увеличением объемного расхода: **$d_{пв}=250$ мм.**

Диаметры остальных штуцеров принимаем конструктивно, исходя из функционального назначения.

2.3 Механический расчет

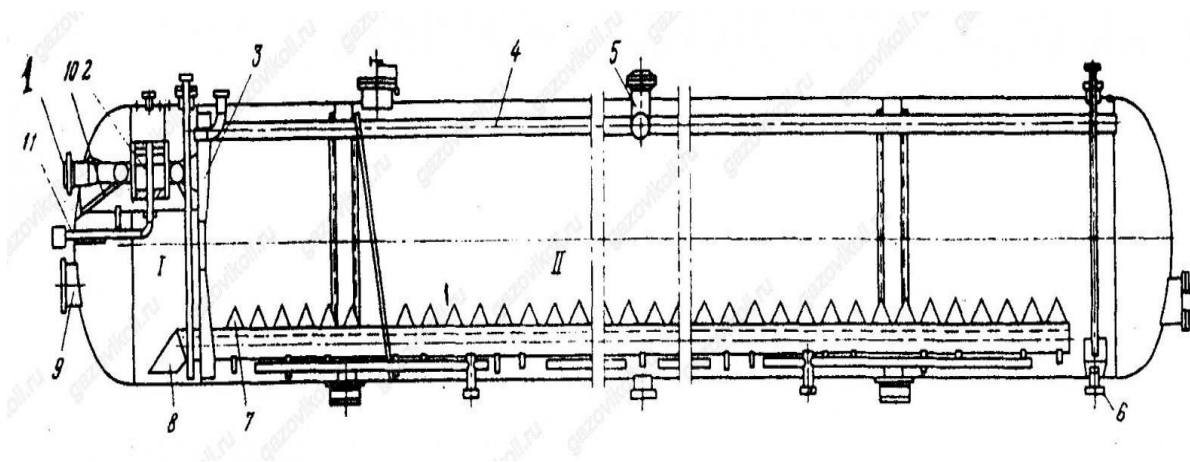


Рисунок 2.2- Отстойник горизонтальный.

Исходные данные для механического расчета:

$D = 3.4$ м – Внутренний диаметр аппарата;

$P_p = 0.8$ МПа – Рабочее давление;

$\Phi = 1$ – Коэффициент прочности сварных швов (автоматическая дуговая электросварка);

$[\sigma]_{20} = 196$ МПа – Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t=20$ °С;

$[\sigma]_{100} = 177$ МПа – Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t=100$ °С;

$\sigma_T = 280$ МПа – Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при $t=20$ °С;

$\rho_{ср} = 912$ кг/м³ – Плотность рабочей среды;

$\Pi = 0.3$ мм/год – Скорость коррозии материала [5];

$\tau = 20$ лет – Предполагаемый срок службы аппарата;

2.3.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки.

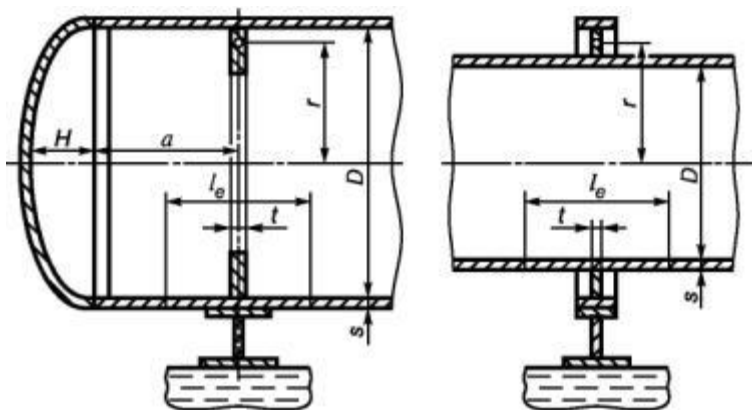


Рисунок 2.3

Расчет производим по методике, изложенной в ГОСТ Р 52857.2-2007 [6].

В расчёте толщины стенки цилиндрической обечайки мы находим: Допускаемое напряжения для стали при гидравлических испытаниях, пробное давления при гидравлических испытаниях, прибавку к расчётной толщине стенки для компенсации коррозии. Определяем расчетную и исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки с учетом прибавки на коррозию при рабочих условиях, при гидравлических испытаниях.

Находим допускаемое напряжение для стали 09Г2С при гидравлических испытаниях:

$$[\sigma]_{и} := \frac{\sigma_{т}}{1.1} = 254.545 \text{ МПа} \quad (2.3.1.1)$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях, рассчитываем в соответствии с формулой:

$$P_{и} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_{100}} = 1.107 \text{ МПа} \quad (2.3.1.2)$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии определяем по формуле:

$$c := П \cdot \tau = 0.006 \text{ м} \quad (2.3.1.3)$$

Определяем расчетную и исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки с учетом прибавки на коррозию в соответствии с формулами:

- При рабочих условиях:

$$S_p := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} - P_p} = 7.701 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (2.3.1.4)$$

$$s := s_p + c = 0.014 \text{ м} \quad (2.3.1.5)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$s_{\text{при}} := \frac{P_{\text{и}} \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{\text{и}} - P_{\text{и}}} = 7.412 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (2.3.1.6)$$

$$s_{\text{и}} := s_{\text{при}} + c = 0.013 \text{ м} \quad (2.3.1.7)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки: $s := 0.018 \text{ м}$

Проверяем условие применимости формул для тонкостенных сосудов и аппаратов:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} < 0.1 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Находим допускаемое давление по формулам:

- Для рабочих условий:

$$P_{\text{д}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 1.245 \text{ МПа} \quad (2.3.1.8)$$

- Для условий испытаний:

$$P_{\text{ди}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{\text{и}} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 1.79 \text{ МПа} \quad (2.3.1.9)$$

Проверяем условие прочности для цилиндрической обечайки:

- Для рабочих условий:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{\text{р}} \leq P_{\text{д}} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

- Для условий испытаний:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{\text{и}} \leq P_{\text{ди}} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

2.3.2 Расчет стандартных эллиптических крышек

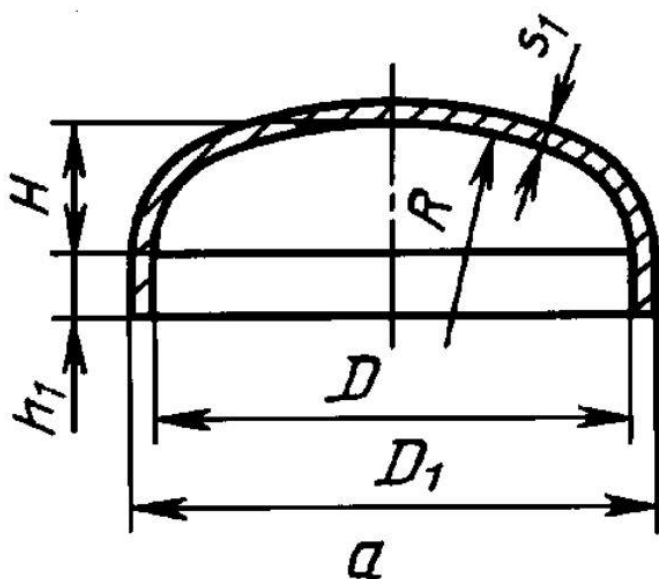


Рисунок 2.4

Расчет производим по методике, изложенной в ГОСТ Р 52857.2-2007 [6].

В расчёте стандартных эллиптических крышек мы находим: Находим толщину стенки эллиптической крышке при рабочих условиях и гидравлических испытаниях, находим допускаемое давление при рабочих условиях и гидравлических испытаниях, а также проверяем условие прочности для эллиптических крышек при рабочих условиях и гидравлических испытаниях.

Находим толщину стенки эллиптической крышке:

- При рабочих условиях:

$$s_{\text{Эдр}} := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} - 0.5 \cdot P_p} = 7.692 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (2.3.2.1)$$

$$s_{\text{Эд}} := s_{\text{Эдр}} + c = 0.014 \text{ м} \quad (2.3.2.2)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$s_{\text{Эдри}} := \frac{P_n \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_n - 0.5 \cdot P_n} = 7.404 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (2.3.2.3)$$

$$s_{\text{Эди}} := s_{\text{Эдри}} + c = 0.013 \text{ м} \quad (2.3.2.4)$$

Принимаем толщину стенки эллиптической крышки: $s_{\text{Эд}} := 0.018 \text{ м}$.

Находим допускаемое давление по формулам:

- При рабочих условиях:

$$P_{\text{дэр}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} \cdot (s_{\text{эд}} - c)}{D + 0.5 \cdot (s_{\text{эд}} - c)} = 1.247 \text{ МПа} \quad (2.3.2.5)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$P_{\text{дэи}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{\text{и}} \cdot (s_{\text{эд}} - c)}{D + 0.5 \cdot (s_{\text{эд}} - c)} = 1.794 \text{ МПа} \quad (2.3.2.6)$$

Проверяем условие прочности для эллиптических крышек:

- Для рабочих условий:

$$U_{\text{sl}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{\text{р}} \leq P_{\text{дэр}} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

- Для условий испытаний:

$$U_{\text{sl}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{\text{и}} \leq P_{\text{дэи}} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

Таким образом, при толщине стенки 18 мм обеспечивается прочность эллиптических крышек; при толщине стенки 18 мм обеспечивается прочность цилиндрической обечайки горизонтального отстойника «ОГ-200С», как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

2.3.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках

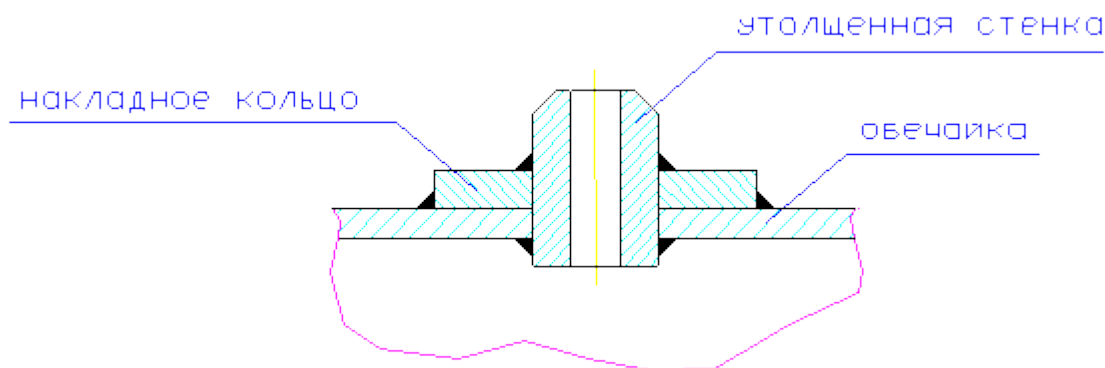


Рисунок 2.5

Расчет производим по методике, изложенной в ГОСТ Р 52857.3 – 2007 [7].

Укрепление отверстия под люк-лаз:

Рассчитываем укрепление отверстия под люк-лаз, изготовленного из стали 09Г2С со смещением относительно оси: Так же находим расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, расчетный диаметр отверстия для смещенного штуцера на эллиптическом днище. Расчетный диаметр отверстия, не требующий дополнительного укрепления, рассчитываем укрепление отверстия под люк-лаз, изготовленного из стали 09Г2С. Укрепление отверстий будет производиться с помощью накладного кольца, расчетную толщину стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением, расчетные длины внешней и внутренней частей круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, расчетную ширину накладного кольца, а так же ширину зоны укрепления в обечайках, проходах и днищах:

$$x := 0 \text{ мм}$$

Расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента:

$$D_p := 2 \cdot D \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x}{D}\right)} = 6.8 \text{ м} \quad (2.3.3.1)$$

$$D_p := 6.8 \cdot 10^3 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр отверстия для смещенного штуцера на эллиптическом днище вычисляем по формуле:

$$d_p := \frac{d + 2 \cdot c_s}{\sqrt{1 - \left(\frac{2 \cdot x}{D_p}\right)}} = 612 \text{ мм} \quad (2.3.3.2)$$

где: $d := 600$ мм – условный диаметр штуцера;

$c_s := 6$ мм – прибавка к толщине стенки;

Расчетный диаметр отверстия, не требующий дополнительного укрепления, вычисляем по формуле:

$$d_0 := 0.4 \cdot \sqrt{(s - c) \cdot D_p} = 114 \text{ мм} \quad (2.3.3.3)$$

$d_p > d_0$, следовательно, требуется укрепление отверстий. Рассчитываем укрепление отверстия под люк-лаз, изготовленного из стали 09Г2С. Укрепление отверстий будет производиться с помощью накладного кольца.

Расчетную толщину стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением, вычисляют по формуле:

$$s_{1p} := \frac{(d + 2c_s) \cdot P_p}{2 \cdot [\sigma]_{100} \cdot \varphi_1 - P_p} = 5.368 \text{ мм} \quad (2.3.3.4)$$

где: $\varphi_1 := 1$ – коэффициент прочности сварных швов, определяют по п.5.1.2 ГОСТа 2857.3 – 2007.

Принимаем исполнительную толщину стенки штуцера, с учетом прибавки на коррозию: $s_1 := 18$ мм.

Расчетные длины внешней и внутренней частей круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, вычисляют по формулам:

- Исполнительная наружная длина штуцера: $l_1 := 200$ мм.

$$l_{1p} := \min[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d + 2c_s) \cdot (s_1 - c_s)}] = 122.882 \text{ мм} \quad (2.3.3.5)$$

Из эксплуатационных условий принимаем равной 300 мм.

- Исполнительная внутренняя длина штуцера: $l_3 := 70$ мм.

$$l_{3p} := \min[l_3, 0.5 \cdot \sqrt{(d + 2c_s) \cdot (s_3 - c_s - c_{s1})}] = 45.978 \text{ мм} \quad (2.3.3.6)$$

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

$$L_0 := \sqrt{(s - c) \cdot D_p} = 313.163 \text{ мм} \quad (2.3.3.7)$$

Расчетную ширину накладного кольца вычисляют по формуле:

- Исполнительная ширина накладного кольца: $l_2 := 400$ мм.

- Исполнительная толщина накладных колец: $s_2 := 10$ мм.

$$l_{2p} := \min[l_2, \sqrt{(s_2 + s - c) \cdot D_p}] = 399.206 \text{ мм} \quad (2.3.3.8)$$

В случае укрепления отверстия накладным кольцом должно выполняться условие:

$$l_{1p}(s_1 - s_{1p} - c_s)\chi_1 + l_{2p}\cdot s_2\cdot\chi_2 + l_{3p}(s_3 - c_s - c_{s1})\cdot\chi_3 + l_p(s - s_p - c) \geq 0.5(d_p - d_0)\cdot s_p \cdot 1000$$

Отношения допускаемых напряжений:

- для внешней части штуцера: $\chi_1:=1$;
- для накладного кольца: $\chi_2:=1$;
- для внутренней части штуцера: $\chi_3:=1$, т.к. материал одинаковый 09Г2С.
- расчетная ширина зоны укрепления в окрестности штуцера или торообразной вставки: $l_p:=L_0$

$$l_{1p}\cdot(s_1 - s_{1p} - c_s)\cdot\chi_1 + l_{2p}\cdot s_2\cdot\chi_2 + l_{3p}\cdot(s_3 - c_s - c_{s1})\cdot\chi_3 + l_p\cdot(s - s_p - c) = 1.42\cdot 10^4$$

$$0.5\cdot(d_p - d_0)\cdot s_p \cdot 1000 = 2.254\cdot 10^3$$

$$1.42\cdot 10^4 > 2.254\cdot 10^3 \quad \text{- Условие выполняется}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формулам:

$$V := \min \left[1, \frac{1 + \frac{(s_1 - s_{1p} - c_s)\chi_1 \cdot l_{1p} + l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 + (s_3 - c_s - c_{s1}) \cdot \chi_3 \cdot l_{3p}}{[l_p \cdot (s - c)]}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_p - d_0}{l_p} + K_1 \cdot \left(\frac{d + 2c_s}{D_p} \right) \cdot \frac{\phi}{\phi_1} \cdot \frac{l_{1p}}{l_p}} \right] = 1$$

$$P_p < P_{ду} \quad \text{- Условие выполняется}$$

$$P_{ду} := \frac{2 \cdot (s - c) \cdot K_1 \cdot \phi \cdot [\sigma]_{100}}{D_p + (s - c) \cdot V} = 1.843 \text{ МПа} \quad (2.3.3.9)$$

Как видно из расчетов, условия укрепления отверстий под люк-лаз накладным кольцом выполняется. Остальные отверстия, требующие укрепления, диаметром свыше 250 мм рассчитываются аналогично

2.3.4 Расчет фланцевых соединений

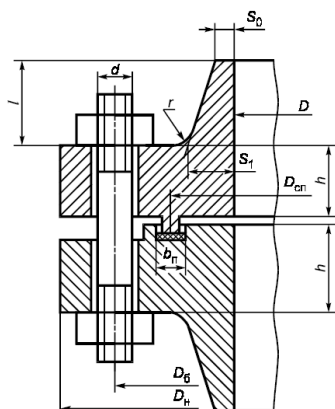


Рисунок 2.6– Схема расчета фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа шип-паз.

Расчет производим по методике, изложенной в ГОСТ Р 52857.4 – 2007 [8].

Расчет фланца под люк-лаз: Находим расчетный диаметр плоских прокладок, усилие, необходимое для смятия прокладки при сжатии, усилие на прокладку в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения: Плечи действия сил и коэффициенты жесткости, эквивалентную толщину втулки фланцев приварных встык, плечо усилия, действующее от давления на фланец. Податливость прокладки, податливость шпилек, параметр длины обечайки, коэффициенты β_T , β_U , β_Y и β_Z , зависящие от соотношения размеров тарелки фланца, коэффициенты β_F , β_V и f , зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой. Коэффициент λ , Угловую податливость фланца при затяжке, жесткость фланцевого соединения, расчетную нагрузку на шпильки при затяжке, необходимую для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения и т.д.

Исходя из агрессивности среды и давления срабатывания СППК, примем стандартный фланец (I)-600-25 ГОСТ 12832-67(фланец типа шип-паз с $h:=49$ мм, $D_y:=600$ мм и $P_y:=2.5$ МПа)

Размеры фланца:

$s_0:=18$ мм – толщина втулки приварного встык фланца в месте приварки к обечайке;

$s_1:=31$ мм – толщина втулки приварного встык фланца в месте присоединения к тарелке;

$D:=600$ мм – внутренний диаметр фланца;

$D_n:=840$ мм – наружный диаметр фланца;

$l:=120$ мм – длина конической втулки приварного встык фланца;

$D_б:=770$ мм – диаметр окружности расположения шпилек;

$h:=49$ мм – толщина тарелки фланца;

Выбираем паронит в качестве материала для прокладки толщиной 2 мм.

Ширина прокладки в соответствии с рекомендациями: $b_п:=14$ мм.

Эффективную ширину прокладки примем: $b_0:=b_п=14$ мм.

Расчетный диаметр плоских прокладок:

$$D_{\text{сп}} := D_{\text{нп}} - \frac{b_0}{2} = 671 \text{ мм} \quad (2.3.4.1)$$

где: $D_{\text{нп}}=678$ мм – наружный диаметр прокладки.

Усилие, необходимое для смятия прокладки при сжатии, находим по следующей формуле:

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot q_{\text{обж}} = 2.503 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.2)$$

где: $q_{\text{обж}}=678$ мм – удельное давление обжатия прокладки.

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

$$R_{\text{п}} := \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot P_p = 5.902 \cdot 10^4 \text{ Н} \quad (2.3.4.3)$$

где: $m=2.5$ – прокладочный коэффициент.

Принимаем шпильки М36, $n=20$ шт.

Так как 20 шпилек М36, то суммарная площадь сечения болтов по внутреннему диаметру резьбы будет равна:

$$A_6 := n \cdot f_6 = 1.52 \cdot 10^4 \text{ мм}^2 \quad (2.3.4.4)$$

где: $f_6=760$ мм². – площадь поперечного сечения шпилек

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_{\text{д}} := 0.785 \cdot P_p \cdot D_{\text{сп}} = 421.388 \text{ Н} \quad (2.3.4.5)$$

Плечи действия сил и коэффициенты жесткости:

- Плечи действия усилий в шпильках:

$$b := 0.5 \cdot (D_6 \cdot D_{\text{сп}}) = 49.5 \text{ мм} \quad (2.3.4.6)$$

- Коэффициенты жесткости:

$$\beta := \frac{s_1}{s_0} = 1.722 \quad (2.3.4.7)$$

$$x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot s_0}} = 0.577 \quad (2.3.4.8)$$

$$\zeta := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1+\beta}{4}} = 1.331 \quad (2.3.4.9)$$

Эквивалентная толщина втулки фланцев приварных встык, вычисляем по формуле:

$$s_9 := \zeta \cdot s_0 = 23.967 \text{ мм} \quad (2.3.4.10)$$

Плечо усилия, действующее от давления на фланец:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - s_9) = 23.517 \text{ мм} \quad (2.3.4.11)$$

Податливость прокладки вычисляем по формуле:

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}}} = 3.05 \cdot 10^{-7} \quad (2.3.4.11)$$

где: $K_{обж}:=9$ – коэффициент обжатия;

$E_n:=0.02 \cdot 10^5$ МПа. – модуль упругости материала прокладки.

Податливость шпилек вычисляем по формулам:

$$L_6 := L_{60} + 0.5d = 115.16 \text{ мм} \quad (2.3.4.12)$$

Примем: $L_6:=195$ мм.

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot f_6 \cdot n} = 6.036 \cdot 10^{-8} \quad (2.3.4.13)$$

Расчетные параметры и угловая податливость фланцев.

Параметр длины обечайки вычисляют по формуле:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot s_0} = 103.923 \text{ мм} \quad (2.3.4.14)$$

Коэффициенты β_F , β_V и f , зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой, определяют по графикам, приведенным на рисунках К.2 – К.4 [8], в зависимости от отношений:

$$\frac{s_1}{s_0} := 1.722 \quad \frac{l}{l_0} := 0.577$$

$$\beta_F:=0.725 \quad \beta_V:=0.12 \quad f:=1.4$$

Коэффициенты β_T , β_U , β_Y и β_Z , зависящие от соотношения размеров тарелки фланца, определяют по графикам, приведенным на рисунке К.1 [8], в зависимости от f , который равен 4.

$$\beta_T:=1.8 \quad \beta_U:=8 \quad \beta_Y:=6 \quad \beta_Z:=3.2$$

Коэффициент λ вычисляем по формуле:

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot s_0^2} = 0.764 \quad (2.3.4.15)$$

Угловую податливость фланца при затяжке вычисляют по формуле:

$$y_\phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot s_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}} = 2.133 \cdot 10^{-11} \quad (2.3.4.16)$$

Жесткость фланцевого соединения:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\Pi} + y_{\phi} \cdot \frac{E_{20\phi}}{E_{\phi}} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E}} = 2.105 \cdot 10^6 \quad (2.3.4.17)$$

где: $E_{\phi} := 2.15 \cdot 10^5$ МПа.

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций:

$$\alpha_{\phi} := 11.1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^{\circ}\text{C} \quad t_{\phi} := 50 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\alpha_{\phi 2} := 11.4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^{\circ}\text{C} \quad t_{\phi 2} := 50 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\alpha_{\phi 1} := 11.4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^{\circ}\text{C} \quad t_{\phi 1} := 50 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$h_1 := 49 \text{ мм};$$

$$h_2 := 49 \text{ мм};$$

$$Q_t = \gamma \cdot [\alpha_{\phi 1} \cdot h_1 \cdot (t_{\phi 1} - 20) + \alpha_{\phi 2} \cdot h_2 \cdot (t_{\phi 2} - 20) - \alpha_{\phi} \cdot (h_1 + h_2) \cdot (t_{\phi} - 20)] = 4.951 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\Pi} - 2 \cdot y_{\phi} \cdot e \cdot b}{y_{\Pi} + y_{\phi} + 2 \cdot y_{\phi} \cdot b} \quad (2.3.4.18)$$

$$y_{\phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_{\phi}}{E_{20} \cdot D_H \cdot h^3} \quad (2.3.4.19)$$

$$\alpha_M := y_{\phi} + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}}\right) \quad (2.3.4.20)$$

$$P_{\phi 1} = \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \right] = 5.928 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

где: $M := 2 \cdot 10^6$ Н/мм;

$$F := 0.785 \cdot D_{\text{сп}} \cdot P_p = 421.388 \text{ Н.}$$

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

$$P_{\phi 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\phi} \cdot \sigma_{\phi 60}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.21)$$

где: $\sigma_{\phi 60} := 127$ МПа.

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевого соединения:

- При затяжке:

$$P_{мб} := \max(P_{б1}, P_{б2}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.22)$$

- При рабочих условиях:

$$P_{рб} := P_{мб} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_m) \cdot [M]}{D_{сп}} = 7.896 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.23)$$

Проверка прочности шпилек и прокладки:

Расчетные напряжения в шпильках:

- При затяжке:

$$\sigma_{б1} := \frac{P_{мб}}{A_б} = 50.8 \text{ МПа} \quad (2.3.4.24)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{б1} \leq \sigma_{дб0} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

- При рабочих условиях:

$$\sigma_{б2} := \frac{P_{рб}}{A_б} = 51.931 \text{ МПа} \quad (2.3.4.25)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{б2} \leq \sigma_{дб0} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Значения получились меньше, чем 127 МПа, следовательно условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности прокладки:

$$q_d := 130 \text{ МПа};$$

$$q := \frac{\max(P_{мб}, P_{рб})}{\pi \cdot D_{сн} \cdot b_n} = 26.756 \text{ МПа.} \quad (2.3.4.26)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } q \leq q_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность:

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке, находим:

$$C_F := \left(1, \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_б}{n}}{2d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5}}} \right) = 1 \quad (2.3.4.27)$$

$$M_M := C_F \cdot P_{мб} \cdot b = 3.822 \cdot 10^7 \quad (2.3.4.28)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях, находим:

$$Q_{FM} := F + \frac{4 \cdot [M]}{D_{сн}} = 1.234 \cdot 10^4 \text{ Н} \quad (2.3.4.29)$$

$$M_p := C_F \cdot \max \left[\left[P_{рб} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e \right], \left(e \cdot |Q_d + Q_{FM}| \right) \right] = 3.939 \cdot 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланцах:

$$20 \cdot s_1 = 620 \text{ мм} \quad (2.3.4.30)$$

Так как, $D < 20 \cdot s_1$, $D_{zv} := D + s_0 = 618 \text{ мм}$.

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{M1} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{zv}} = 63.016 \text{ Мпа} \quad (2.3.4.31)$$

$$\sigma_{M0} := \sigma_{M1} = 63.016 \text{ Мпа} \quad (2.3.4.32)$$

Напряжение в тарелке приварного встык фланца:

- Радиальное напряжение:

$$\sigma_{MR} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h \cdot l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M = 38.204 \text{ МПа} \quad (2.3.4.33)$$

- Окружное напряжение:

$$\sigma_{MT} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{MR} = 2.111 \text{ МПа} \quad (2.3.4.34)$$

Расчетные напряжения во фланцах при рабочих условиях:

Меридиональные изгибные напряжения во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p1} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{zv}} = 75.684 \text{ МПа} \quad (2.3.4.35)$$

$$\sigma_{p0} := \sigma_{p1} = 75.684 \text{ МПа} \quad (2.3.4.36)$$

Меридиональные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p0MM} := \frac{Q_d + F + \frac{4 \cdot [M]}{D_{cp}}}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = 4.11 \text{ МПа} \quad (2.3.4.37)$$

Окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p0MO} := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot (s_0 - c)} = 15 \text{ МПа} \quad (2.3.4.38)$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца:

- Радиальное напряжение:

$$\sigma_{PR} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p = 40.052 \text{ МПа} \quad (2.3.4.39)$$

- Окружное напряжение:

$$\sigma_{PT} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{MR} = 8.125 \text{ МПа} \quad (2.3.4.40)$$

Проверяем условие статической прочности фланцев:

Согласно [8], проверку приварных встык фланцев с прямой втулкой, плоских фланцев и буртов свободных фланцев в сечении s_0 по п.8.5.3 ГОСТа 52857.4 – 2007 допускается не проводить, если выполняются, следующие условия:

$$s_0 = 18 \text{ мм} \quad \frac{D}{s_0} = 33.25 \quad [\sigma]_{20} = 196 \text{ МПа}$$

$$\frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} = 124.364 \text{ МПа} \quad (2.3.4.41)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } s_0 \leq 16 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие не выполняется"}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{D}{s_0} \leq 300 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} \leq [\sigma]_{20} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

Так как вышеперечисленные условия не выполняются, то проверку приварных встык фланцев с прямой втулкой проводим по п.8.5.3 ГОСТа 52857.4 – 2007.

- При затяжке:

$$\max([\sigma_{M0} + \sigma_{MR}], [\sigma_{M0} + \sigma_{MT}]) = 237.389 \text{ МПа} \quad (2.3.4.42)$$

$$K_T \cdot \sigma_{d0} = 254.8 \text{ МПа} \quad (2.3.4.43)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{M0} + \sigma_{MR}|, |\sigma_{M0} + \sigma_{MT}|) < K_T \cdot \sigma_{d0} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

- При рабочих условиях:

$$\max(|\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM} + \sigma_{PT}|, |\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM} + \sigma_{PR}|, |\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM}|) = 248.459 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot \sigma_{d0} = 254.8 \text{ МПа} \quad (2.3.4.44)$$

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM} + \sigma_{PT}|, |\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM} + \sigma_{PR}|, |\sigma_{P0} - \sigma_{P0MM}|) < K_T \cdot \sigma_{d0} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Для фланцев всех типов в сечении S_0 должно выполняться условие:

$$\max([\sigma_{P0M0}], [\sigma_{P0MM}]) \leq [\sigma]_{100}$$

$$\max([\sigma_{P0M0}], [\sigma_{P0MM}]) = 15 \text{ МПа} \quad (2.3.4.45)$$

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{P0M0}|, |\sigma_{P0MM}|) < \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Для тарелок приварных встык фланцев:

- При затяжке:

$$\max([\sigma_{MR}], [\sigma_{MT}]) = 38.204 \text{ МПа} \quad (2.3.4.46)$$

$$K_T \cdot [\sigma]_{100} = 230.1 \text{ МПа}$$

(2.3.4.47)

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{MR}|, |\sigma_{MT}|) < K_T \cdot \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

- При рабочих условиях:

$$\max([\sigma_{PR}], [\sigma_{PT}]) = 40.052 \text{ МПа} \quad (2.3.4.48)$$

$$K_T \cdot [\sigma]_{100} = 230.1 \text{ МПа} \quad (2.3.4.49)$$

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{PR}|, |\sigma_{PT}|) < K_T \cdot \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Проверка углов поворота фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} = 5.61 \cdot 10^{-4} \quad (2.3.4.50)$$

- В рабочих условиях:

$$\Theta_d := 0.0065 \quad K_\Theta := 1 \quad K_\Theta \cdot \Theta_d = 6.5 \cdot 10^{-3}$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} < K_\Theta \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$
$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

- В условиях испытаний:

$$\Theta_d := 0.0065 \quad K_\Theta := 1.3 \quad K_\Theta \cdot \Theta_d = 8.45 \cdot 10^{-3}$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} < K_\Theta \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$
$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

2.3.5 Расчет седлообразных опор

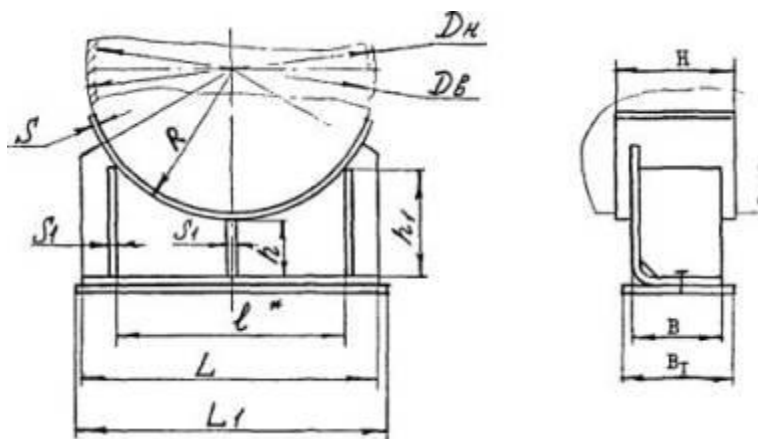


Рисунок 2.7- Расчет производим по методике, изложенной в [9].

Лацинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчёта химической аппаратуры // Справочник. – М.: Альянс, 2008. – 752 с

В расчёте седлообразных опор: Находим реакцию опор, изгибающий момент в середине аппарата, изгибающий момент в сечении над опорой, изгибающий момент в сечении над приварной седловой опорой в случае ее скольжения по опорной плите. Перерезывающую силу, прочность стенки от совместного действия внутреннего давления и изгиба от реакции опор проверяется в двух сечениях посреди пролета над опорой. Напряжение среза в опорном сечении обечайки при установке аппарата на трех опорах.

Масса пустого аппарата: 51105 кг;

Плотность пластовой воды: 1079.6 кг/м^3 ;

Объем технологической емкости: 200 м^3 ;

Масса воды в аппарате: $m_2 := \rho_v \cdot V_{em} = 203920 \text{ кг}$;

Масса аппарата, заполненного водой: 255025 кг;

Вес аппарата, полностью заполненного водой: $G := 255025 \cdot 9.81 = 2.502 \text{ МН}$;

Расстояние между опорами: $l_1 = 6.98 \text{ м}$;

Диаметр отстойника: $D = 3.4 \text{ м}$;

Длина цилиндрической части аппарата: $L := 23.320 \text{ м}$;

Высота эллиптической крышки: $H = 0.855 \text{ м}$;

Расстояние от центра крайней опоры до эллиптической крышки: $a = 1.14 \text{ м}$;

Расчет производим по методике, изложенной в [9].

Принимаем количество опор: $n := 3$;

Реакция опор:

$$Q := \frac{\psi_4 \cdot G}{n} = 0.6672 \text{ МН} \quad (2.3.5.1)$$

где: ψ_4 – коэффициент [9, с.295].

По вычисленному выше значению принимаем опору **ОГ-П-3400-90 МН5132-63**.

$h_1 := 0.2$ м – высота ребра опоры;

$h_2 := 1.03$ м – высота ребра опоры;

По графикам, представленным в [9], подбираем коэффициенты f_1, f_2, f_3, f_4 :

$$f_1 := 0.24 \quad f_2 := 1.07 \quad f_3 := 0.03 \quad f_4 := 0.94$$

Изгибающий момент в середине аппарата:

$$M_1 := Q \cdot (f_1 \cdot L - a) = 2.65 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.3.5.2)$$

Изгибающий момент в сечении над опорой:

$$M_2 := \frac{0.125 \cdot G \cdot l_1^2}{L + \frac{4}{3} \cdot H} = 0.484 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.3.5.3)$$

Изгибающий момент в сечении над приварной седловой опорой в случае ее скольжения по опорной плите:

$$M_{2'} := M_2 + 0.08 \cdot Q \cdot (h_1 + h_2) = 0.551 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.3.5.4)$$

Перерезывающая сила:

$$Q_{\Pi} := f_4 \cdot Q = 0.639 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.3.5.5)$$

Прочность стенки от совместного действия внутреннего давления и изгиба от реакции опор проверяется в двух сечениях:

- Посреди пролета:

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + 1.275 \cdot \frac{[M_1]}{D^2 \cdot (s - c)} = 60.768 \text{ МПа} \quad (2.3.5.6)$$

$$\varphi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s-c)} < \phi \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$

- Над опорой:

$K_6 := 0.14$ – коэффициент для обечаек, не укрепленных кольцами жесткости [9, с.299].

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s-c)} = 66.314 \text{ МПа} \quad (2.3.5.7)$$

$$\phi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа} \quad (2.3.5.8)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s-c)} < \phi \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$

Напряжение среза в опорном сечении обечайки при установке аппарата на трех опорах определяем следующим образом:

$K_7 := 0.8$ – коэффициент [9, с.295].

Так как $\frac{a}{D} = 0.34 > 0.25$, то:

$$2 \cdot K_7 \cdot \frac{Q_{\Pi}}{D \cdot (s-c)} = 18.802 \text{ МПа} \quad (2.3.5.9)$$

$$0.8 \cdot [\sigma]_{100} = 141.6 \text{ МПа} \quad (2.3.5.10)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } 2 \cdot K_8 \cdot \frac{Q_{\Pi}}{D \cdot (s-c)} < 0.8 \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$

Все условия выполняются, следовательно опоры подобраны верно.

3. Экономика производства товарной нефти на УПН Лугинецком месторождении.

Потенциальные потребители результатов исследования.

Продукт: **Сырая нефть (Товарная нефть).**

Целевой рынок: Предприятия нефти-газоперерабатывающей отрасли промышленности.

3.1 SWOT-анализ

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ

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

Таблица 3.1- SWOT – анализ промышленного по переработке сырой-товарной нефти

	Возможности	Угрозы
Внутренняя среда	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание новых технологий переработки продукта 2. Выход на новые рынки в новых географических районах 3. Разработка и развитие собственных и контролируемых каналов сбыта продукции 4. Сокращение энерго-затрат за счет реализации функциональной стратегии в области охраны труда, промышленной безопасности и экологии. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поглощение более крупной компанией 2. Высокие импортные пошлины 3. Трудности поставки сырья 4. Неблагоприятное изменение курсов иностранных валют и политики иностранных правительств в области внешней торговли 5. Дефицит молодых специалистов 6. Ужесточение нормативов по загрязнению окружающей среды, необходимость ликвидации возможных производственных аварий
Сильные стороны	СИВ	СИУ

<ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие собственного производства 2. Наличие патентов 3. Собственная сырьевая база, высокий коэффициент замещения запасов 4. Высокий уровень технической оснащённости нефтеперерабатывающего комплекса 5. Устойчивое финансовое положение 6. Стабильный кредитный рейтинг 5. Команда высококвалифицированных специалистов 6. Возможность расширения производства 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выход на новые рынки 2. Увеличение мощности установки. 3. Повышение рентабельности производства 4. Создание системы мотивации и стимулирования 5. Увеличение доли рынка за счёт низкой ценовой политики 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ готового продукта 2. Укрепление имиджа предприятия 3. Использование технологий партнёров для соответствия экологическим требованиям 4. Увеличения экспорта в страны СНГ
Слабые стороны	СЛиВ	СЛиУ
<ol style="list-style-type: none"> 1. Устаревшие основные фонды 2. Наличие элементов экологической опасности производства 3. Неустойчивое финансовое положение предприятия 4. Стандартные методы продвижения на рынке 5. Зависимость экспорта от трубопроводной инфраструктуры АК «Транссибнефть» 6. Высокие затраты на энергоресурсы 7. Низкая скорость продвижения новых технологий от этапа 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Модернизация оборудования 2. Проведение анализа окружающей среды на наличие вредных веществ 3. Изучение рынков 4. Разработка новой технологии для повышения качества 5. Разработка полной автоматизации производственного процесса 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Модернизация оборудования 2. Проведение анализа окружающей среды на наличие вредных веществ 4. Изучение рынков 5. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ готового продукта 6. Повышения качества продукции 7. Разработка отечественных технологий аналогов зарубежным

Итак, из SWOT-анализа Установки подготовки нефти (УПН) можно сделать вывод, что у нее достаточно много сильных сторон, в ней хорошо развита трудовая, технологическая и экологическая политика.

Главной слабой стороной является то, что требуются большие затраты на ремонт и модернизацию оборудования. К возможностям можно отнести реализовывание инновационные проекты своих сотрудников в рамках модернизационной политики. В свою очередь, крупной угрозой является то, что могут быть истощены нефтегазовые ресурсы Томской области в долгосрочной перспективе. Кроме того, важно отметить, что возможно удорожание замены оборудования в силу действия инфляционных факторов.

3.1.2. Общая характеристика производства

Цех: Установка подготовки нефти УПН Лугинецкого месторождения, входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти, компании АО «Томскнефть» ВНК и предназначена для окончательного разгазирования, обезвоживания нефтей и подачи товарной нефти в нефтепровод. В современном бурно развивающемся мире с каждым годом увеличивается спрос на нефть и нефтепродукты, целью предприятия является необходимость обеспечивать потребителя продукцией высокого качества.

3.1.3 Описание продукта

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

Учитывая принятую технологическую классификацию, определяющую технологию переработки, нефть:

- по содержанию парафина относится к парафиновому виду (от 1,5 до 6 %масс.);
- по содержанию смол - малосмолистая;
- по содержанию серы - к малосернистым (0,61-1,8 % масс).
- содержание воды не более – 0,5 %;
- содержание хлористых солей не более – 100 мг/л;
- содержание механических примесей не более – 0,05 %;
- давление насыщенных паров не более – 66,7 кПа;

Эти параметры являются единым стандартом на территории Российской Федерации.

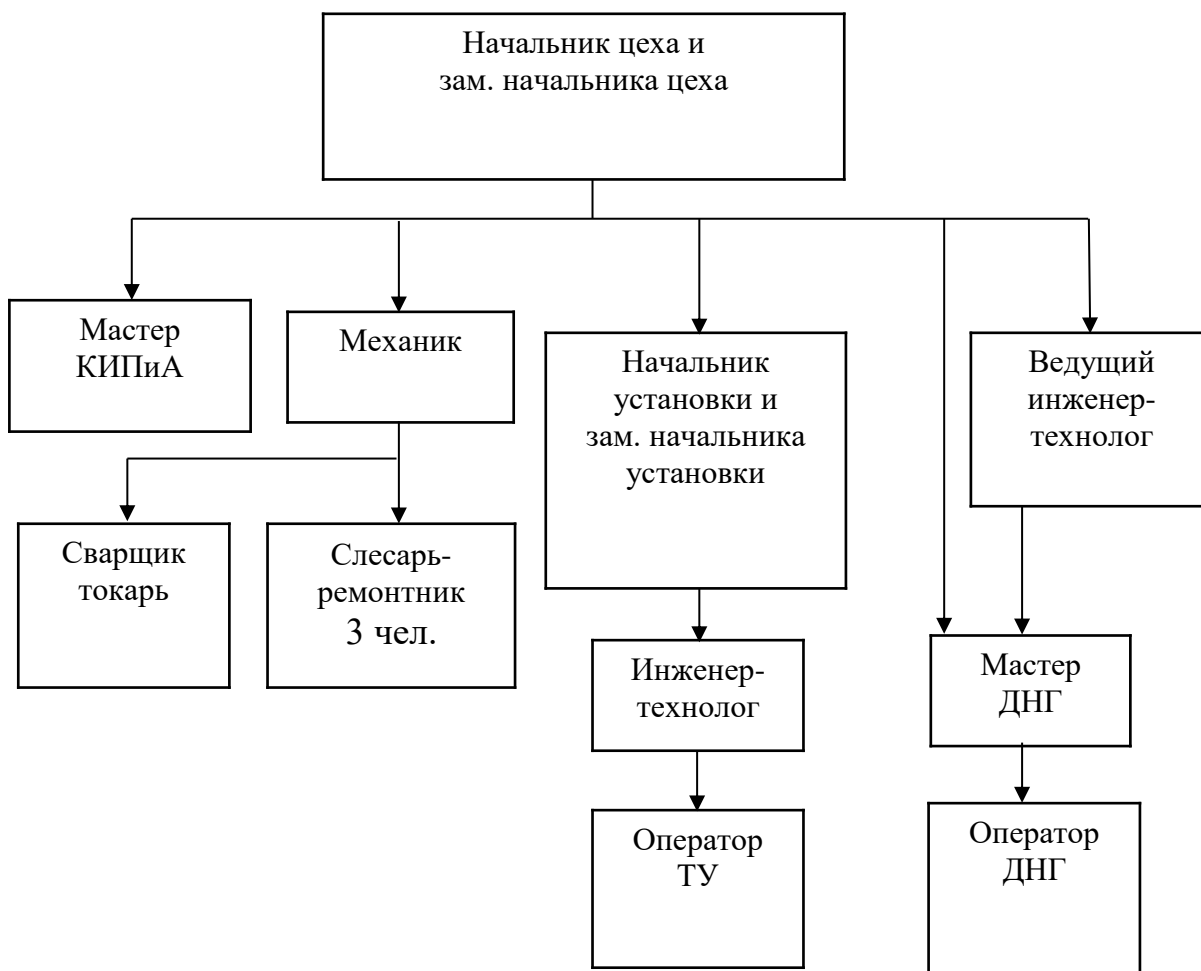
Рассматривая нефть как промышленное сырье остро встают вопросы переработки нефти. Эти вопросы решаются первичной подготовкой в цехах подготовки нефти до необходимых параметров.

3.4 Цеховая структура управления

Производственная структура на УПН Лугинецком месторождении, находится под руководством начальника цеха и его заместителя. Кроме заместителя в подчинении начальника цеха находятся начальник установки с заместителем, ведущий инженер-технолог, технолог, мастер добычи нефти и газа, мастер КИПиА, механик, кладовщик, сменный инженер-технолог и технический персонал.

Таблица 9

Эта модель управления производством является примером линейно-функциональной организационной структуры. В ней прослеживаются вертикальные (в большей степени) и горизонтальные связи:



3.4.1 Расчёт производственной мощности

Производственной мощности: – это максимальный возможный выпуск продукции производственной единицы (отрасли промышленности, предприятия, его подразделения, рабочего места) за определенный период.

Расчёт производственной мощности осуществляют в единицах измерения продукции. Мощность более крупной

производственной единицы определяют по мощности его ведущего

о подразделения: мощность участка — по мощности ведущей группы

оборудования; мощность цеха — по ведущему участку; мощность

предприятия — по ведущему цеху. Ведущим подразделением считают то, в

котором сосредоточена значительная часть производственных основных фондов, выполняющих основные технологические операции по

изготовлению продукции. Сумма мощностей отдельных предприятий по

одному и тому же виду продукции составляет производственную мощность

отрасли по данному виду продукции.

Все аппараты Нефти-газовых предприятий делятся на несколько групп:

1. основное оборудование;
2. вспомогательное оборудование;
3. аппараты, выполняющие подготовительные функции.

Поскольку производственный процесс является непрерывным, на предприятии планируется общая остановка на капитальный ремонт

Расчет произведен на по методическим указаниям [24].

Мощностные характеристики технологического оборудования в цехе рассчитаем по формуле:

$$M = P_{техн} * T_{эфф}, \quad (3.1)$$

Расчет для установки отстаивания водонефтяной эмульсии берём (отстойник горизонтальный, ОГ-

200). $P_{техн}$ для данного аппарата составляет 68 т/ч (обводненность 30%, расход продукта 47,6 т/ч)

Эффективное время работы оборудования можно выразить следующим образом:

$$T_{эфф} = T_{кал} - T_{ппр},$$

где ТКАЛ - календарный фонд времени, дни; ТППР - время на планово-предупредительные ремонты, дни.

Отстойник ОГ-200 работает непрерывно, ТКАЛ = 365 дней. Ниже в таблице 3.2 приведен график планово-предупредительных работ.

Таблица 3.2 – График планово-предупредительных работ

Календарный год (месяцы)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Т				К				Т	

На капитальный ремонт – 4 дня, текущий – 2 суток. Общее время ремонта 144 часа.

Незапланированные остановки (по не предвиденным обстоятельствам) 24 часов. Тогда :

$$TЭФФ = 365 * 24 - 144 - 24 = 8592 \text{ ч};$$

$$M_{ог} = 47,6 * 8592 = 408\,980 \text{ т.}$$

$$K_{им.} = K_{экс} \cdot K_{инт}$$

$$N_{год} = 1 * 408\,980 = 408\,980 \text{ т/год}$$

3.4.2. Организация труда

Отстойник горизонтальный водонефтяной эмульсии работает непрерывно. Основные рабочие работают в 2 смены по 12 часов вахтовым методом (15 дней в месяц). Всего на установке 4 бригады. Произведем расчет фонда эффективного рабочего времени и определим заработную плату рабочих.

Таблица 3.3 – Баланс рабочего времени

Баланс эффективного рабочего времени одного рабочего		
Показатели	дни	часы
Календарные дни	365	8760
Выходные дни	182	4368
Ученические часы	4 по 12 часов смена	48
Отпуск	43	1032
Дни невыходов	0	0
Эффективное время	105	2520

3.4.3 Режим работы

Установка подготовки нефти (УПН) работает непрерывно, поэтому бригада. Формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырех бригадная. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г – условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00ч. до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 3 числа по 18 число текущего месяца, а вторая группа рабочих работает с 19 числа по 2 число следующего месяца. График1 двухсменного четырех бригадного режима работы на май 2017 года приведен в таблице 3.4

Таблица 3.4 – График режима работы смен на май 2018 г.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
А			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Б			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
В	12	12	12	7											
Г	12	12	12	7											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
А	12	12	12	7											
Б	12	12	12	7											
В			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Г			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

Система оплаты труда основных рабочих повременно-премиальная. Годовой фонд заработной платы любой категории трудящихся можно рассчитать по формуле:

$$\text{ЗПГОД} = \text{ЗОСН} + \text{ЗДОП}$$

где ЗПОСН - фонд заработной платы основных рабочих, руб.;

ЗПДОП, - фонд заработной платы дополнительных рабочих, руб.

Фонд основной заработной платы определяется по формуле:

$$\text{ЗПОСН} = \text{ЗТАР} + \text{ДПРЕМ} + \text{ДНВ} + \text{ДПРАЗ},$$

где ЗПТАР - тарифный фонд заработной платы, руб.;

ДПРЕМ - выплата премий, руб.;

ДНВ - доплата за работу в ночное время, руб.;

ДПРАЗ - доплата за работу в праздничные дни, руб.

Тарифный фонд заработной платы равен:

$$\text{ЗТАР} = \text{ТСТ} * \text{ТЭФ} * \text{НСП}$$

где ТСТ - тарифная ставка, руб/ч;

ТЭФ - эффективный фонд рабочего времени, ч;

НСП - списочная численность, чел.

Доплата за работу в ночное время 40% от тарифной ставки. Доплата за работу в праздничные дни - двойной тариф. Премииальные - 24% от тарифной ставки. Районный коэффициент для нашего месторождения –1,5. Отчисления на социальные нужды на зарплату – 30 % от (ЗОСН+ЗДОП).

Расчет заработной платы основных рабочих в таблице 3.5

Таблица 3.5– ФОТ основных рабочих

Должность	Разряд	количество человек	Зарплата на 1 месяц руб.	Зарплата за 1 год, тыс.руб.
Оператор	5	3	50 500	1 818 000
Оператор	4	2	45 425	1 090 200
Итого		5		2 908,20

ФОТ основных рабочих соответствует 2 908,20 т. руб.

Труд инженерно-технического персонала оплачивается по месячным окладам в соответствии с принципами повременной оплаты труда.

Для работников с подобной системой оплаты труда основной фонд заработной платы рассчитывается как:

$$\text{ЗПОСН} = \text{п МЕС} * \text{ТОКЛ} * \text{НСП}$$

где п МЕС - количество месяцев;

ТОКЛ - месячный оклад, руб.

Расчет фонда заработной платы ИТР в таблице 15

Таблица 3.6– ФОТ ИТР

Должность	кол- во чел.	Зарплата на 1 мес,р	Зарплата на 1 год,тыс. руб.
Начальник цеха	1	100000	1 200000
Зам.начальника цеха	1	90500	1 086000
Ведущий инженер-технолог	1	80550	966600
Инженер-технолог	4	70900	3 403 200
механик	4	65800	3 158 400
Мастер ДНГ	4	60654	2 911 392
Итого	15		12725,592

ФОТ ИТР составил 12725,592 руб.

Сделаем расчет ФОТ вспомогательному персоналу. Для этого в таблице 7 баланс эффективного рабочего времени на 1-го человека.

Таблица 3.7 – Баланс эффективного годового времени одного среднесписочного работника.

Показатель	Дни	Часы
1. Календарный фонд рабочего времени	365	8 760
Выходные дни	182	4 368
2. Номинальный фонд рабочего времени Тном.	166	3984
Очередной дополнительный отпуска	43	1032
Время на выполнение гос. И общественных обязанностей	3	36
Невыходы регламентированные законом (болезнь, учеба)	0	0
Эффективный фонд рабочего времени Тэф.р	120	2 880

Вспомогательным работникам кроме тарифа выплачивается дополнительная заработная плата (премия) из расчёта 24% от тарифа. Сделаем расчет в таблице 8 ФОТ для вспомогательных рабочих.

Таблица 3.8 Фонд заработной платы вспомогательных рабочих

Должность	Разряд	кол-во чел.	Зарплата на 1 мес,р	Зарплата на 1 год,р
Слесарь-ремонтник	4	1	34 850	418200
Слесарь-ремонтник	3	2	30 254	726096
Токарь	4	2	29850	716400
Электрогазосварщик	6	1	40 850	490200
электромонтер	4	2	33 254	798096
Слесарь КИПиА	5	1	40500	486000
Слесарь КИПиА	4	2	37 254	894096
Итого		11		4529,088

ФОТ вспомогательных рабочих составил: 4529,088руб.

3.5 Расчёт годовой потребности в сырье и материалах

Следует определить затраты на сырье и материалы учитывая принятый производственный объем, удельные нормы расхода материалов и сырья, а также планово-заготовительных цен. Показано в таблице 3.9

Расчет годовой потребности в сырье и материалах **Q=408 980т**

Таблица 3.9

Наименование сырья	Ед. изм.	Цена, руб.	Расход		Затраты, руб.	
			На ед.гот.прод., т/т	На весь объем производства, т	На ед. гот.прод.	На весь объем производства 408 980 т.
1.Сырая нефть	т.	12 500	1	408 980	12 500	5 112 250
2.Электроэнергия	кВт/ч	5,4			34,7	14 191,2
Итого					12 534,7	5 126 441,2

3.6 Расчёт амортизационных отчислений

Производственные фонды представляют собой совокупность средств труда, необходимых для осуществления непрерывного процесса производства. Производственные фонды обслуживают производство в течение длительного времени, они участвуют в процессе производства продукции и переносят стоимость на готовый продукт по частям, по мере своего износа и не меняют своей натуральной формы.

Таблица 3.10 Стоимость основных фондов.

Наименование	Стоимость, руб.	Нормы амортизации	Годовые амортизационные отчисления, руб
Здания	45 000 000	5	2 250 000
Аппараты и оборудование	40 000 000	15	6 000 000
Приборы КИП и А, лабораторное оборудование	35 500 000	10,3	3 656 500
Инвентарь и инструменты	3 000 000	1,6	48 000
Итого	120 530 000		11 950 700

Ремонт=120530, 000*0,01=1205 тыс.руб.

Амортизационные отчисления от зданий: $A_{год} = 45000000 * 5 / 100 = 2250000$

От аппаратов и оборудования: $A_{год} = 40000000 * 15 / 100 = 6000000$

От приборов КИП и А и лабораторий: $A_{год} = 35500000 * 10,3 / 100 = 3656500$

От инвентаря и инструментов: $A_{год} = 3000000 * 1,6 / 100 = 48000$

Итого: $A_{год} = 11 950 700$ руб.

Таблица 3.11- Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства (Q=408 980 т)

Наименование затрат	Единицы изм.	Сумма на 1 т, руб.	Сумма затрат на производство 408 980т, тыс.руб.
1 сырье	Руб.	12 500	5 126 441,2
2 энергия на технологические цели		34,7	14 191,2
3 Заработная плата основных работающих		7,11	2 908,2
3.1 Отчисления на соц.нужды осн.рабочих		2,13	872,46
Итого условно-переменных издержек		12 543,94	5 144 413,06
- Амортизация		29,22	11 950,700

- Ремонт		2,95	1 205
4 Заработная плата ИТР		31,12	12 725,592
Отчисления на соц.нужды ИТР		9,33	3 817,678
4.1 Заработная плата вспомогательных рабочих		11,07	4 529,080
Отчисления на соц.нужды вспомогательных рабочих		3,32	1 358,724
Итого условно-постоянных издержек		87,01	35 586,774
Полная себестоимость		12 630,95	5 179 999,834

Расчет себестоимости готового продукта в проектном году

3.7 Определение цены готовой продукции

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = С \cdot (1 + P/100),$$

где С – полная себестоимость единицы готовой продукции;

Р – рентабельность продукции (%).

Рентабельность продукции можно принять 20%. =0,2

$$Ц = 12\,630,95 \cdot (1 + 0,2) = 15\,157,14 \text{ руб./т}$$

Берем цену на нефть за 1 баррель 76\$ или 4727 рублей

Одна тонна равна 7,6 барреля. Сделаем перерасчет на 1 тонну:

Ц_{рын} = 7,6 * 4727 = 35 925 руб. Отсюда следует, что мы принимаем рыночную цену на готовый продукт равную 35 925 руб/т.

Определение выручки

Выручку считаем по формуле

$$ВР = Ц_{рын} * N_{год} \tag{3.11}$$

где, N_{год} – объём производства,

$$ВР = 35\,925 * 408\,980 = 14\,692\,606,5 \text{ тыс. руб. без НДС.}$$

Анализ безубыточности по производству

$$Q_{кр.} = \frac{Изд._{пост}}{Ц_{ГП} - Изд._{перГП}}, \text{ тонн,}$$

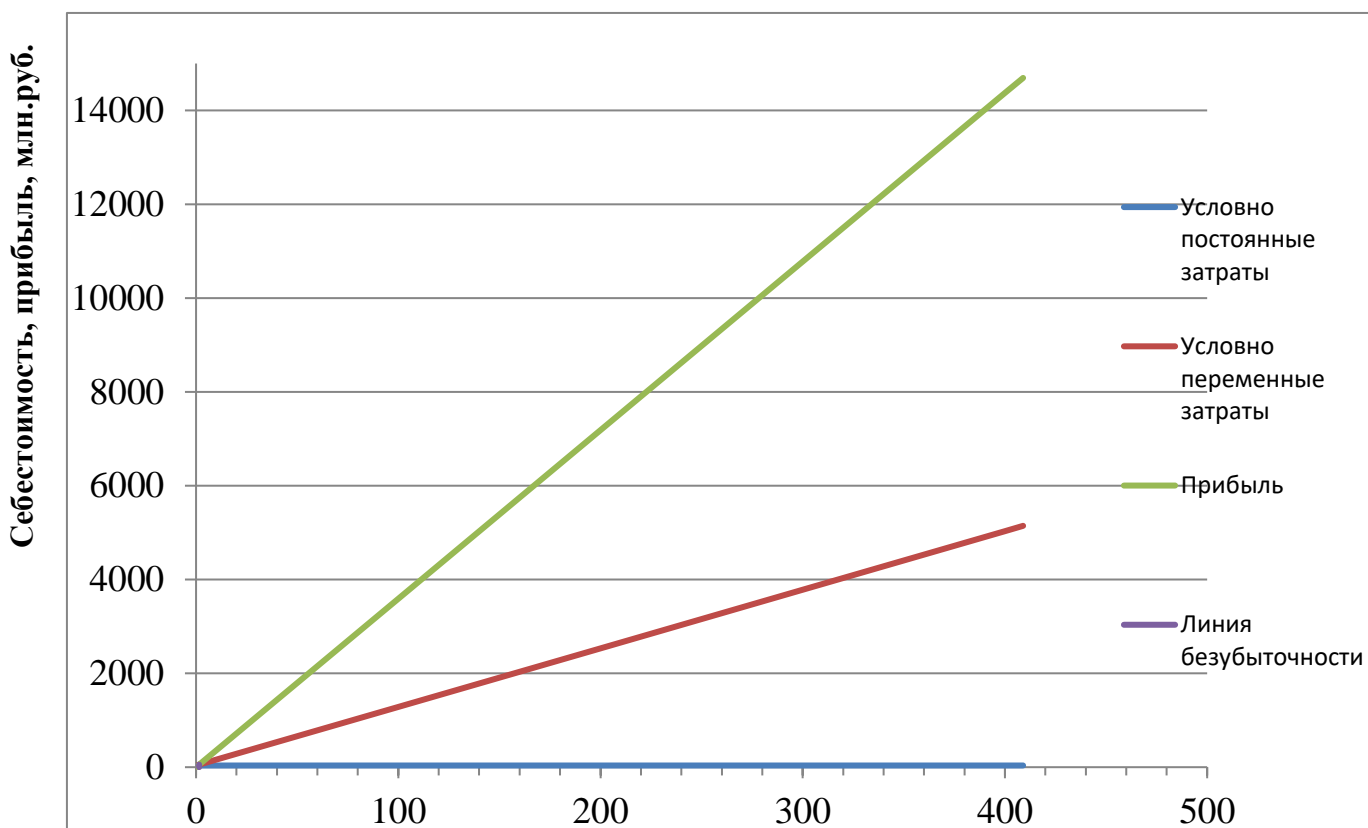
где $C_{ГП}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$Iзд_{лт}$ - удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

$$Q_{кр.} = \frac{35586774}{35925 - 12543,94} = 1522,03$$

3.8 Из графика 2 видно, что безубыточный объем данного производства составляет **1522,03 т/год**.

Выпуск продукции, т/год



3.9 Расчет технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Плановый год
1. Объем производства	т	408 980
2. Объем продаж	т	408 980
3. Цена 1 тонны	руб.	35 925
4. Выручка от продажи (2*3)	т. руб.	14 692 606,5
5. Суммарные издержки	т. руб.	5 179 999,834
5.1. Издержки переменные	т.руб.	5 144 413,06
5.2. Издержки постоянные	т.руб.	35 586,774
6. Операционная прибыль (4–5)	т.руб.	9 512 606,666
7. Налог на прибыль (6*20%)	т.руб.	1 902 521,3332
8. Чистая прибыль (6–7)	т.руб.	7 610 085,3328
9. Себестоимость 1 тонны	руб.	15 157,14
10. Стоимость основных средств	руб.	120 530 000
11. Численность основных рабочих	чел.	5
12. Фондовооруженность (10/11)	руб./чел.	24106000
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб.	0,1219
14. Фондоемкость (10/4)	руб./руб.	0,0082
15. Производительность труда (4/11)	руб./чел.	2 938 521 300
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	146
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	51
18. Критический объем продаж ($Q_{кр.}$)	т	1 522,03
19. Критический объем продаж ($Q_{кр.}$)	тыс.руб.	54 678,92775
20. Инвестиции, I_0	тыс.руб.	5 179 999,834
21. Срок окупаемости	годы	0,68

4 Социальная ответственность

Круг практических задач социальной ответственности [10], обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности одним из национальных приоритетов в целях сохранения человеческого капитала и рассматривают их в неразрывной связи с решением задач по улучшению условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Повышения эффективности систем оценки условий труда и улучшения здоровья работающих, выявления и оценки профессиональных рисков и управления ими, стимулирования работодателя к замещению рабочих мест с вредными условиями труда; принятие новых норм и правил и внесение изменений в действующие нормы и правила в сфере охраны труда, их гармонизацию с международными нормами. Внедрение системы специальной оценки условий труда. Продолжила работу по совершенствованию обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, формированию страховых тарифов в зависимости от состояния условий и охраны труда на рабочих местах. Совершенствовала систему подготовки и переподготовки специалистов в сфере охраны труда с учетом соответствующих профессиональных стандартов и с использованием современных технологий.

Уровни этих факторов не превышают предельных значений, оговоренных правовыми, техническими и санитарно-техническими нормами. Эти нормативные документы обязывают к созданию на рабочем месте условий труда, при которых влияние опасных и вредных факторов на работающих либо устранено совсем, либо находится в допустимых пределах.

4.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов на Установке подготовки нефти.

Технологический процесс установки подготовки нефти по показателям пожаро и взрывоопасности относится к взрывопожароопасному.

Опасный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти [10].

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и(или) отрицательному влиянию на здоровье потомства [10].

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

- процесс ведется под избыточным давлением (до 8,0 кгс/см²) и при повышенной, температуре (до 50 0 С);
- давление нагнетания насосов внешней перекачки нефти до 59кгс/см²;

- для перекачки нефти и воды, вентиляции помещений используется динамическое оборудование имеющее электропривод с напряжением питания 380 В, кроме того выходное напряжение трансформатора электродегидраторов составляет 17,5 кВ;

- применением метанол содержащих химических реагентов;

- применением для обогрева водяного пара с температурой до 160 0 С

- необходимостью обслуживания оборудования находящегося на отметках до +18м от поверхности земли;

- наличием подземной сети канализации, водоснабжения, нефте- и газопроводов;

- наличием факельных установок для сжигания газа;

- наличием сети автодорог на территории установки;

- возможностью образования взрывоопасных концентраций углеводородов при проведении зачистных или ремонтных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске нефти на пункте налива открытым способом;

- возможностью накопления зарядов статического электричества при движении нефтепродуктов по трубопроводам, наливе автоцистерн, заполнении и откачке РВС и т.д.

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются:

- выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов РВС и дренажных емкостей;

- дымовые газы печей нагрева нефти;

- "дыхание" расходной емкости деэмульгатора.

Таблица 4.1 - Взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 121007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел воспламенения, %		Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³ (ГОСТ 12 1 005-88)
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	нижний предел	верхний предел		
1	Нефть	жидкость	3	-21	>200	230-250	0,7	5,0	Наркотический нервный яд	10
2	Нефтяной газ	газ	4	-	-	250-300	4,9	15,4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300
3	Дезэмульгаторы	жидкость	3	10	>300	-	-	-	Раздражитель кожи, глаз, дыхательных путей и пищеварительного тракта	5
4	Метанол	жидкость	3	8	13	464	6,7	34,7	Нервный яд, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, боль в желудке, общую слабость, мелькание в глазах, ослабление зрения, обмороки	5

5	Нефтешлам	жидкость	4	-21	>200	230-250	0,7	5,0	Наркотический нервный яд	10
6	Пенообразователь	жидкость	-	-	94	471	36	-	малотоксичен	-

4.2 Производственная санитария

Промышленная санитария – система организационных, гигиенических и санитарно – технических мероприятий, предотвращающих воздействие на работающих вредных производственных факторов [12].

4.2.1 Состояние воздушной среды

На производстве возможен контакт обслуживающего персонала с вредными веществами по следующим причинам:

фоновые постоянные (через не плотности оборудования и запирающих устройств);

отсутствие герметичности на аппаратуре;

возможности разгерметизации оборудования, трубопроводов и арматуры, при продувках скважин, стравливании газа из трубопроводов, аппаратов во время ремонтных работ, открытие предохранительных клапанов при аварии.

Санитарно-гигиеническая характеристика производственного процесса определяется применением токсических веществ. С целью обеспечения нормальных санитарных условий все производственные помещения, связанные с применением токсических веществ. Обеспеченных проточно-вытяжной вентиляцией.

Сероводород является наиболее токсичным в составе атмосферы объектов по добыче и переработке нефти и газа. Пары сырой нефти малотоксичны. Большее воздействие оказывает попадание нефти на кожные покровы человека, вследствие чего могут возникнуть экземы и дерматиты. Установлено, что токсичность сероводорода возрастает в составе нефтяного газа. Предельно допустимая концентрация сероводорода в рабочей зоне по [12] равна 10 мг/м³.

По категориям опасных газовыделений установка относится к опасным с содержанием сероводорода не более 0,2%. На установке предусмотрены местные отсосы, газ из аппарата направляется через ловушки на факел. Учитывая выше изложенное, в целях предупреждения профзаболеваний и улучшения условий труда для трудящихся предусмотрены льготы. Обслуживающий персонал обеспечивается спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

Производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную). Состав воздуха блок-боксов насосов внешней и внутренней откачки, ГРП ПТБ, БРХ постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции.

Контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором.

4.2.2 Метеорологические условия

Метеоусловия зависят от состояния воздушной среды и характеризуется следующими элементами: влажностью, скоростью движения воздуха, тепловым излучением нагретых поверхностей оборудования и обработыванием деталей и материалов. Для обеспечения этих условий в пределах санитарных норм и поддержанием теплового равновесия между теплом человека и окружающей средой на производстве необходимо проводить ряд мероприятий:

механизация и автоматизация тяжелых работ;

дистанционное управление теплоизлучающими процессами и аппаратами;

рациональное размещение и теплоизоляция оборудования, аппаратов и трубопроводов, излучающих тепло;

для предупреждения переохлаждений и простудных заболеваний в цех устраивают тамбуры. Для работающих на холоде, предусмотрены специально оборудованные помещения для обогрева;

С целью создания нормальных условий работы персонала установлены нормы производственного микроклимата.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены [14] «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», а также [12]. [Этими нормами регламентируют показатели микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительную влажность, скорость движения воздуха и тепловое излучение].

Для оператора ЦППН существует оптимальная и допустимая норма температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне с учетом [14], в зависимости от тяжести выполняемых работ и сезонов года.

4.2.3 Шумы

На данном производстве источниками шума являются: машинный зал компрессорной, насосной и печи подогрева нефти.

Повышение уровня шума оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума до величины установленных санитарными нормами и ГОСТом 12.1.003-83. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 80 дБА [15]. Уровень шума в боксах составляет максимально 90 и 100 дБА. Помещения внутри боксов не являются постоянными рабочими местами. Боксы своими стенами из металла и полиуретанового пенопласта препятствует выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума. Снижения шума достигается:

- уменьшения шума в источниках их образования;
- изоляцией источников средствами звукоизоляции, звукопоглощения;
- планировочных решений, предусматривающих рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

Средствами индивидуальной защиты являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны.

4.2.4 Освещение

Все сосуды и аппараты в ЦППН находятся на открытой площадке при естественном освещении. Естественный солнечный свет характеризуется большой интенсивностью и равномерностью освещения, и создает наилучшие условия для работы. В темное время суток территория ЦППН освещается прожекторами. [16] для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного – коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИПА составляет 200 лк, а при работе с приборами КИП и А в сочетании с работой над документацией (ежечасная запись в журнале контроля параметров технологического процесса, работой с регламентом техпроцесса) – 400 лк. [16].

Рекомендуемое значение яркости в поле зрения оператора должно лежать в пределах 2,5%.

4.3 Пожарная безопасность

Источники пожара, для УПН по природе происхождения можно условно разделить на производственные, естественные и огневые.

Производственные источники представлены на объекте механическими искрами при применении стальных инструментов, искрением неисправного электрооборудования.

Происхождение естественных источников не связано с ведением технологического процесса и не зависит от людей.

К огневым источникам могут быть отнесены временные огневые ремонтные работы (сварка, резка), неосторожное обращение с огнем (курение, костры), умышленный поджог.

Пенотушение нефтяных резервуаров отстойников осуществляется из пеногенераторов типа ГПСС-2000.

Для подключения передвижной пожарной техники предусмотрен узел с соединительными головками и головками-заглушками. В автоматическом режиме работы системы пожаротушения узел должен быть закрыт заглушками и опломбирован.

УПН укомплектована первичными средствами в соответствии с нормами (ППБ-01-03) приведенными в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Перечень первичных средств пожаротушения

№ п/п	Наименование объекта	Огнетушители					Пожарный щит
		ОП-5	ОП-10	ОП-50	ОУ-2(3)	ОУ-5	
1	Площадка технологическая	-	2	-	-	-	2 ЩП-В
2	Насосная магистральной перекачки	2	2	1	-	-	2 ЩП-В
3	Насосная внутренней перекачки	2	2	1	-	-	-
4	Операторная	1	2	-	1	-	1 ЩП-В
5	БРХ	-	-	-	1	-	-
6	Площадка ПТБ-10/64	-	3	-	-	-	3 ЩП-В
7	Узел отпуска нефти	-	2	1	-	-	1 ЩП-В
8	ОУУН	-	2	-	-	-	1 ЩП-В
9	Узел сброса нефти	-	1	-	-	-	1 ЩП-В

Таблица 4.3 - Нормы комплектации пожарных щитов ЩП-В немеханизированным инструментом и инвентарем.

№ п/п	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации
1	Огнетушители:	
	порошковые (ОП) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг	
	10/9	1 ⁺⁺
	5/4	2 ⁺
2	Лом	1
3	Ведро	1
4	Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
5	Лопата штыковая	1
6	Лопата совковая	1
7	Ящик с песком	1

Примечания:

Знаком "++" обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком "+" - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании.

4.4 Электробезопасность

Согласно [18]. «Электробезопасность предельно допустимые уровни напряжений» помещений с повышенной опасностью, так как присутствуют токопроводящие полы, возможность одновременного прикосновения к имеющим соединениям с землёй металлоконструкций зданий, механизмов с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Электробезопасность в ЦППН в соответствии с [19] обеспечивается:

Конструкцией электроустановок;

Техническими способами и средствами защиты;

Организационными и техническими мероприятиями.

Отдельно или в сочетании с другими применяется:

Защитное заземление;

Защитное отключение

Изоляция токоведущих частей;
Электрическое разделение сетей;
Предупредительная сигнализация, блокировка ;
Использование знаков безопасности;
Электрозащитные средства.

Для обеспечения безопасной работы в электроустановках выполняется комплекс организационных мероприятий:

Организуется инструктаж и обучение безопасным методам работы;

Проверка знаний правил безопасности;

Допуск к работе о

оформляется в соответствующем наряд – допуске.

Основными мероприятиями по защите от электротравм являются:

Обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции, ограждений расположения указанных частей на высоте, в корпусах и оборудования;

Применение малых напряжений в местных и переносных источниках света ;

Использование изоляции токоведущих частей;

Применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током, таких как заземление, зануление, защитное отключение;

Обучение и аттестация персонала

4.5 Охрана окружающей среды

Выбросы в атмосферу представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4– Выбросы в атмосферу

№	НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	КОЛИЧЕСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ПО ВИДАМ		УСЛОВИЕ (МЕТОД) ЛИКВИДАЦИИ, ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ, УТИЛИЗАЦИИ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВЫБРОСОВ	УСТАНОВЛЕННАЯ НОРМА СОДЕРЖАНИЯ ЗАГРЯЗНИЙ В ВЫБРОСАХ, МГ/МЗ	ПРИМЕЧАНИЕ
		Г/СЕК	Т/ГОД				
1.	Факел высокого давления:						
1.1.	Азота диоксид	0,9655	30,4234	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	147,1776	Согласно проекту ПДВ
1.2.	Сажа	14,4824	456,351	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	2207,6493	
1.3.	Углерод оксид	120,6865	3802,928	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	18397,0522	
1.4.	Метан	29,672	934,988	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	4523,1019	
1.5.	Бензапирен	0,000000039	0,000001217	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,00001	
2.	Факел низкого давления:						
2.1.	Азота диоксид	0,0974	3,0695	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	59,90812	Согласно проекту ПДВ
2.2.	Сажа	1,4612	46,043	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	898,74477	
2.3.	Углерод оксид	12,1765	383,6913	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	7489,43728	
2.4.	Метан	3,5489	111,8282	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	2182,83283	
2.5.	Бензапирен	0,000000004	0,000000122	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,00000	
3.	РВС-5000						
3.1.	Углеводороды C1-C5	15,610	595,677	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	Согласно проекту ПДВ
3.2.	Углеводороды C6-C10	5,7687	220,1344	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
3.3.	Бензол	0,0753	2,8749	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	

3.4.	Ксилол	0,0237	0,9035	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
3.5.	Толуол	0,0474	1,8071	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
4.	РВС очистных сооружений						
4.1.	Углеводороды C1-C5	51,9289	11,6945	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	Согласно проекту ПДВ
4.2.	Углеводороды C6-C10	19,1905	4,32170	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
4.3.	Бензол	0,2506	0,0564	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
4.4.	Ксилол	0,0788	0,0177	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	
4.5.	Толуол	0,1575	0,0355	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	-	

Таблица 4.5 - Твердые и жидкие отходы

№ п/п	Наименование отхода	Куда складывается, транспорт	Периодичность образования	Метод и место захоронения, утилизации	Количество	Примечание
1	Нефтяной шлам	Шламонакопитель Васюганской группы нефтяных месторождений (ВГНМ)	Периодически при проведении зачистных работ и подготовке оборуд. к ремонту	Шламонакопители	408,1т/год	

Таблица 4.6 - Сточные воды

№ п/п	Наименование стока	Количество образования сточных вод, куб м/час	Метод отведения	Периодичность сбросов	Куда, сбрасывается	Установленная норма содерж. загрязнений в стоках
1	Производственно-дождевые сточные воды		Отвод в существующую сеть производственно-дождевой канализации, в технологический РВС, затем в систему ППД.	Периодически	Дренажные емкости	Нефтепродукт 30-50г/л взвешен. частиц 30-50 мг/л
2	Подтоварная вода		Отвод подтоварной воды на очистные сооружения с последующей откачкой в систему ППД.	Постоянно	РВС парка очистных сооружений и далее производится откачка в систему ППД	Нефтепродукт 30-50г/л взвешен. частиц 30-50 мг/л

4.6 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории [21]:

- Средства коллективной защиты;
- Средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты в зависимости от назначения подразделяют на классы: средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест (от повышенного или пониженного барометрического давления и его резкого изменения, повышенной или пониженной влажности воздуха, повышенной или

пониженной ионизации воздуха, повышенной или пониженной концентрации кислорода в воздухе, повышенной концентрации вредных аэрозолей в воздухе) [21];

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения подразделяют на классы:

- костюмы изолирующие;
- средства защиты органов дыхания;
- одежда специальная защитная;
- средства защиты ног;
- средства защиты рук;
- средства защиты головы;
- средства защиты лица;
- средства защиты глаз;
- средства защиты органа слуха;
- средства защиты от падения высоты и другие предохранительные средства;
- средства дерматологические защитные;
- средства защиты комплексные.

Для защиты обслуживающего персонала от возможных вредных и опасных производственных и метеорологических факторов используются различные приспособления и одежда.

- Спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а так же от холода;
- Спец обувь, предназначенная для предохранения ног от механических повреждений , от опасностей и вредностей производства, защиты от низких температур;
- Головные уборы для защиты головы от механических повреждений (каска, подшлемник), холода и атмосферных осадков;
- Рукавицы для предохранений рук от механических повреждений, загрязнений, от холода;
- Защитные очки для защиты глаз от механических повреждений, ожогов, пыли и лучистой энергии;
- Противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки «А» и шланговые типа ПШ-1,2 применяются в воздухе с малым содержанием кислорода(менее 18%об.));

- Предохранительные пояса при производстве работ связанных с опасностью падения с высоты;
 - Для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками;
 - Фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доли свободного кислорода более 18 % и суммарной объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%;
 - Для защиты от несорбирующихся веществ применяются самоспасатели марок СШ-20м, СПИ-40. Для защиты при внутренней чистки аппарата водой высокого давления применяются гидрокостюмы;
 - Для защиты кожи используются дерматологические средства;
 - Для персонала находящегося в зоне высокого шума рекомендуются защитные наушники.
- К средствам коллективной защиты обслуживающего персонала относится комплекс нижеприведенных организационных, санитарно-технических мероприятий и средств направленных на предотвращение воздействия на работающих вредных производственных факторов:
- производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную);
 - состав воздуха блок-боксов насосов внешней и внутренней откачки, ГРП ПТБ, БРХ постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции;
 - контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором;
 - для защиты от шума и вибрации динамического оборудования блок-боксы, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется и балансируется;
 - основные параметры работы оборудования выведены в операторную;
 - предусмотрено дистанционное управление пуском и остановкой оборудования;
 - разработан план ликвидации аварийных ситуаций и проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом для отработки правильных действий.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

1. перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;

2. не допускать резких изменений давления в трубопроводах во избежание их разгерметизации;

3. с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены в следующие цвета:

- трубопровод газа - желтый,
- трубопровод нефти, химреагентов (горючие жидкости) - коричневый,
- трубопровод подтоварной воды - зеленый
- или нанесены участки опознавательной окраски.

4. при обнаружении пропуска нефти неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефти;

5. не допускать переполнения емкостного оборудования;

6. на наружных площадках должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами типа СГГ-20Н, (предназначенными для контроля многокомпонентных смесей) в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке;

7. организован контроль загазованности с обеспечением предупредительной сигнализации и автоматического включения вентиляции в закрытых технологических блоках УПН;

8. ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;

9. К работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;

10. Во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и оборудования;

11. работать только на исправном оборудовании с исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;

12. действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях регламентируются соответствующими инструкциями;

13. не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статического электричества;

14.движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;

15.ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после их остановки;

16.не допускать разлива нефти и химреагентов;

17.не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;

18.работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефти спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к которому прикрепляется сигнально-спасательная веревка. У люка должны находиться постоянно не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания, в случае необходимости, помощи работающему в емкости;

19.приступать к ремонту или очистке емкости вручную можно только после полного спуска нефти, промывки и пропарки емкости, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий (лазов, люков), проведения анализа воздушной среды емкости на содержание горючих газов и паров;

20.работы в закрытых емкостях, колодцах производить с оформлением наряда-допуска;

21.при обслуживании и ремонте емкостей применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В;

22.во всех газоопасных местах во избежание взрыва, ремонт оборудования или какие-либо другие работы производить только искробезопасным инструментом;

23.все средства пожаротушения, противопожарное оборудование и инвентарь должны содержаться в полной исправности и быть готовыми к их немедленному использованию;

24.обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты;

25.прием пищи должен производиться в выделенном для этой цели помещении, оборудованном в соответствии с действующими санитарными нормами;

26.производственные помещения должны быть обеспечены аптечками с набором медикаментов и перевязочных материалов для оказания доврачебной помощи.

При нарушении технологического режима должны приниматься меры по устранению нарушений. На установке должен быть в наличии, перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и пере утверждается. Специалисты и рабочие обязаны быть ознакомлены с этим перечнем. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: "Газоопасно", "Проезд запрещен" и т.п.

К газоопасным работам допускать только после проведения соответствующего инструктажа, получения наряда-допуска. В наряде отражаются меры по обеспечению безопасных условий работы и последовательность проведения подготовительных и основных операций.

Заключение

В дипломном проекте был произведён расчёт отстойника для установки подготовки нефти на Лугинецком месторождение..

По результатам выполнения работы можно сделать вывод, что данное спроектированное оборудование обеспечивает необходимую производительность и удовлетворяет условиям прочности.

Так же мы рассчитали себестоимость готовой продукции по действующему производству. Определили цену готовой продукции.

Провели анализ безубыточности по действующему производству. Определили технико-экономические показатели.

Проанализировали производственную безопасность (вредных и опасных производственных факторов и т.д) на Установке подготовке нефти.

Список использованных источников

1. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
2. ГОСТ Р 52857.1 – 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования. . – М., 2008. – 23 с.
3. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах// Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
4. Дегуров Н.Г. и др. Проектирование и расчет аппаратов технологии горючих ископаемых. – М., 1993. – 328 с.
5. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. – Учебное пособие для вузов/Под ред. чл. -корр. АН СССР П. Г. Романкова. — М.: Альянс, 2016. — 576 с.
6. 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.– М., 2008. – 41с.
7. ГОСТ Р 52857.3–2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер. – М., 2008. – 26с.
8. ГОСТ Р 52857.4 – 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений. – М., 2008. – 37 с.
9. Лащинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчёта химической аппаратуры // Справочник. – М.: Альянс, 2008. – 752 с.
10. Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г. [Электронный ресурс]: - Режим доступа [www.URL: http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html](http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html).
11. Экономика и управления производством. Расчёт экономической части дипломного проекта. Методические указания для студентов, обучающихся по химическим специальностям Института дистанционного образования. Составитель Т.Г. Рыжакина
12. ГОСТ 12.0.002–80 (с изм. №1) ССБТ. «Термины и определения».
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические».
14. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

15. СанПиН 2.2.4.584-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
16. ГОСТ 12.1.003–83. «Шум. Общие требования безопасности». [Текст].-введ. 01.07.1984.- М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
17. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
18. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
19. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
20. ГОСТ 12.1.019-79 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
21. ГОСТ 12.4.0111-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».