

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

Институт Электронного обучения
Направление Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии
Кафедра Общей химии и химической технологии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема проекта
Разработка основного оборудования для промышленной подготовки нефти

УДК 622.276.8;621.928.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К11	Щербаков Сергей Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечина А.А.	к.х.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чулков Н.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

Реферат

Дипломный проект состоит из графической части, представленной на 4 листах формата А1, А0, и пояснительной записки. Пояснительная записка содержит 86 листов формата А4, 5 рисунков, 24 таблицы. Пояснительная записка выполнена в среде Microsoft Office Word 2013, с использованием РТС Mathcad 15.0. Графический материал выполнен с использованием программного обеспечения КОМПАС 3DV15 и Microsoft Office Visio 2013.

Ключевые слова: нефть, газ, пластовая вода, отстойник горизонтальный, промышленная подготовка, водогазонефтяная эмульсия, УПН, основное оборудование.

Цель проекта: Разработка современного технологического оборудования для промышленной подготовки нефти, 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 УПН. Подобран и рассчитан отстойник горизонтальный для разделения водонефтяной эмульсии с увеличением заданной производительности на 10%.

В разделе «Описание технологического процесса и технологической схемы УПН» 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, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» Проведена оценка конкурентоспособности технических решений, а также оценка ресурсной, финансовой и экономической

эффективности НИИ, построена организационная структура проекта, составлен план-график проведения НИР, распределен бюджет проекта. Составлена матрица ответственности, рассмотрены и проанализированы потенциальные риски проекта.

Abstract

The degree project consists of a graphical part, presented in 4 sheets of A1, A0, and an explanatory note. The explanatory note contains 86 sheets of A4, 5 figures, 24 tables. Explanatory Notes made in an environment Microsoft office Word 2013 using PTC Mathcad 15.0. Graphic material is made c using software KOMPAS 3D V15 and Microsoft office Visio 2013.

Keywords: oil, gas and produced water, septic tank, horizontal, field preparation, water-oil-gas emulsion, PPO, the basic equipment.

Project goal: Development of modern technological equipment for trade preparation of oil, the calculation and verification of the strength of the horizontal settler with an increase in the required output by 10%.

The thesis project is chosen and designed the basic equipment used in the preparation of oil on PPO. Selected and designed a horizontal decanter to separate water-oil emulsion with a given increase in productivity by 10%.

In the section "Description of the process and technological scheme of PPO" describes process of trade preparation of oil from the description of the main components and equipment.

In the "Calculation of the settler horizontal" made technological calculations, which identified basic geometric dimensions (length and diameter) and choose a standard septic tank, calculate the diameter of the main technological connections. Also perform mechanical calculation, in which calculations are made shell thickness and standard elliptic caps, calculation fortifications holes calculation of flanged joints, saddle supports payment.

In the "social responsibility" questions of labor safety, industrial hygiene and environmental protection.

In the "Financial management, resource efficiency and resource conservation," Evaluation of the competitiveness of technical solutions as well as assessment of the resource, financial and economic efficiency of the STI, built organizational structure of the project, a plan, a schedule of research, allocated budget. Compiled responsibility matrix, reviewed and analyzed the potential risks of the project.

Оглавление

Введение.....	6
1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН.....	7
1.1 Площадка нефтегазовых сепараторов.....	8
1.2 Площадка отстойников «ОГ-200С».....	9
1.3 Площадка подогревателей ПТБ-10.....	11
2 Расчет отстойника горизонтального.....	14
2.1 Выбор конструкционного материала.....	14
2.2 Технологический расчет.....	14
2.2.1 Расчет диаметра патрубков.....	16
2.3 Механический расчет.....	17
2.3.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки.....	18
2.3.2 Расчет стандартных эллиптических крышек.....	20
2.3.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках.....	21
2.3.4 Расчет фланцевых соединений.....	24
2.3.5 Расчет седлообразных опор.....	35
3 Социальная ответственность.....	39
3.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов на УПН.....	40
3.2 Производственная санитария.....	44
3.2.1 Состояние воздушной среды.....	44
3.2.2 Метеорологические условия.....	45
3.2.3 Шумы.....	46
3.2.3 Освещение.....	47
3.3 Пожарная безопасность.....	48
3.4 Электробезопасность.....	53

3.5 Охрана окружающей среды.....	56
3.6 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей.....	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	67
4.1 Предпроектный анализ.....	67
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
4.1.2 SWOT-анализ.....	69
4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	70
4.2 Инициация проекта.....	71
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	73
4.3.1 План проекта.....	73
4.3.2 Бюджет научного исследования.....	76
Заключение.....	81
Список использованных источников.....	82
Приложение А.....	84

Введение

Нефть – это природная смесь углеводородов с примесью сернистых, азотных и кислородных соединений. Она является природным горючим ископаемым, но отличается от остальных большим содержанием водорода и количеством теплоты, выделяющимся при горении.

Роль нефти и природного газа в мировой экономике исключительно велика. Нефть, газ и продукты их переработки используются почти во всех отраслях народного хозяйства: на транспорте и в медицине, в судостроении и сельском хозяйстве, текстильной промышленности и энергетике. Нефть и газ служат в основном дешевыми источниками энергии, но с развитием химической промышленности они все более широко используются в качестве химического сырья. Сейчас из нефти и газа получают самые разнообразные продукты: синтетические волокна, пластмассы, органические кислоты, бензины, спирты, синтетические растворители и многое другое.

В настоящее время определились три основных направления использования нефти: получение энергетического сырья, получение материалов с заданными свойствами и получение химических и фармацевтических продуктов. Нефть создала не только новый уровень производительных сил общества, но и создала новую науку – нефтехимию, возникшую на стыке органической химии, химии нефти и физической химии.

Подготовка нефти занимает не маловажную роль в промышленности, так как этот процесс является важной ступенью в производстве. Высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности обуславливают создание все более совершенной технологии и техники промыслового сбора, подготовки и транспортирования нефти.

Целью дипломного проекта является разработка современного технологического оборудования для промысловой подготовки нефти.

Разработка отстойника с увеличением заданной производительности на 10%.

1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

Сырая нефть с входных узлов учета нефти под давлением 2-8 кгс/см² и температурой +5... +25 °С поступает на УПН. С целью увеличения интенсивности обезвоживания, предусмотрена подача деэмульгатора от БРХ в количестве до 26,2 г/т. Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

Для отделения сырой нефти от газа и предварительного сброса пластовой воды предусмотрены нефтегазовые сепараторы НГС-1, НГС-2. Отделившийся попутный нефтяной газ поступает на установку осушки газа, откуда поступает потребителю или используется для внутрицеховых нужд (котельная, ПТБ-10). Дегазированная и частично обезвоженная нефть (до 30% обв.) с НГС-1, НГС-2 поступает в технологический РВС №3, откуда поступает на подогреватели ПТБ-10(1,2,3) для снижения вязкости. После нагрева до 50°С нефть поступает в отстойники ОГ-1, ОГ-2, где происходит разделение эмульсии на пластовую воду и нефть.

Отделившаяся пластовая вода сбрасывается в очистные резервуары (РВС подтоварной воды №1,2), где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и далее направляется на БКНС. Обезвоженная нефть (до 1% обв.) из отстойников направляется на сепараторы конечной ступени сепарации КСУ-1,2 для окончательной дегазации (стабилизации) нефти. С КСУ-1,2 стабилизированная нефть поступает в товарный парк (товарные РВС №4,5,6), откуда отправляется потребителю. Отделившийся попутный нефтяной газ с КСУ-1,2 утилизируется на факеле факельной установки Ф-1.

Все аппараты оснащены предохранительными устройствами (предохранительный пружинный клапан), сброшенный газ с которых утилизируется на факеле факельной установки Ф-1.

Освобождение аппаратов, узлов учета и трубопроводов от жидких продуктов производится в дренажную емкость ДЕ-№ 3/1, 3/2, 4/1, 4/2, 4/3, 4/4, 5/1, 5/2. Жидкость из емкостей откачивается встроенным погружным насосом в трубопровод - нефть в РВС №3.

1.1 Площадка нефтегазовых сепараторов

Нефтегазосепаратор (НГС) — горизонтальный сепаратор, гравитационного типа, предназначенный для первичной дегазации нефти и отдельного вывода нефти и газа[1].

Применяется НГС в качестве буферной ёмкости гасящей пульсацию потока нефти и для первоначального разделения нефтяной эмульсии в процессе добычи и удаления из неё попутного газа. Сепаратор нефтегазовый также обеспечивает очистку нефтепродуктов от парогазовой смеси последующих стадиях подготовки и переработки нефти [1].

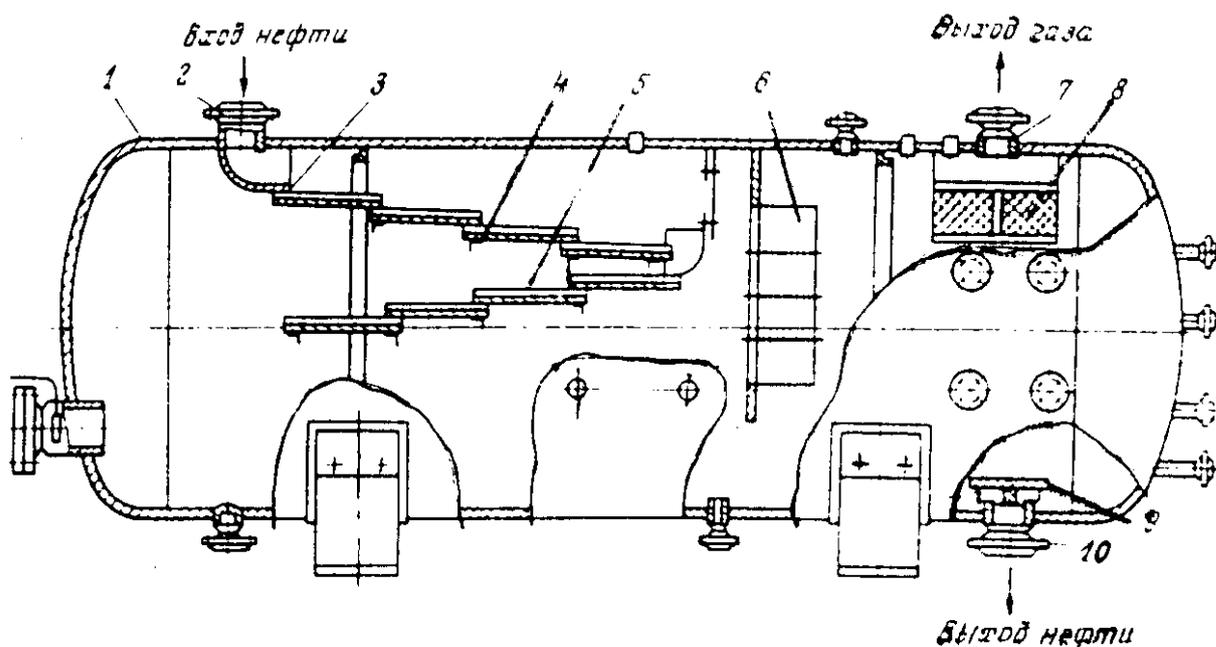


Рис 1.1 – Схема нефтегазосепаратора НГС

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

Выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000,3000 т/сут [1].

Сепаратор типа НГС (рис.1.1) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники.

Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет свое направление на 90° , и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99%), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа [1].

1.2 Площадка отстойников “ОГ-200С”

Горизонтальный отстойник ОГ-200С (ОГ-200) предназначен для отстаивания нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты. В шифре

приняты следующие обозначения: **ОГ** — отстойник горизонтальный; **число** — объем емкости (в м³); **С** — с сепарационным отсеком [1].

Отстойник ОГ-200С (рис.1.2) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами[1].

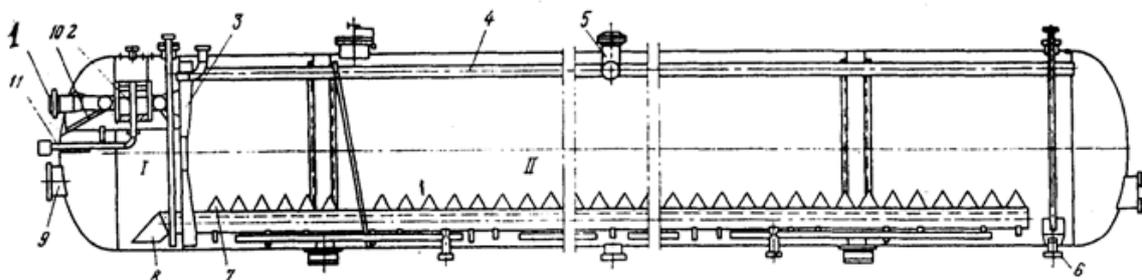


Рисунок 1.2 — Схема отстойника ОГ-2000С

Перегородкой 3 емкость разделена на два отсека, из которых левый I - сепарационный, а правый II - отстойный. Отсеки сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями, расположенными в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7, имеющие на своих боковых гранях отверстия [1].

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа 2, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа 11, расположенным в левом днище. В верхней части отстойного отсека расположены четыре сборника нефти 4, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстоявшейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды[1].

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер 1 поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через

штуцер 11 сбрасывается в сборную сеть. Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врезается в люк 9. Дегазированная нефть из сепарационного отсека попадает в два коллектора 8, находящихся в отстойном отсеке. Над коллекторами находятся распределители эмульсии 7. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке. Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади аппарата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник 4, расположенный в верхней части отстойного отсека, и через штуцер 5 выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер 6 с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промышленных сточных вод[1].

1.3 Площадка подогревателей ПТБ-10

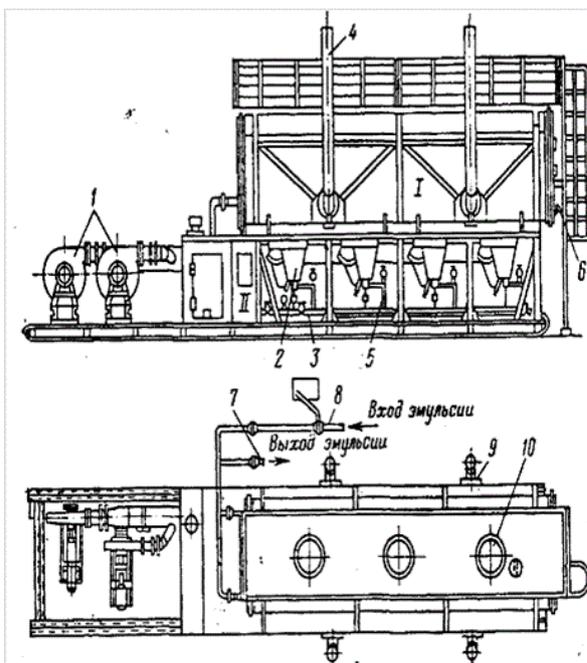


Рисунок 1.3 – Схема ПТБ-10

Блочная трубчатая печь типа ПТБ-10 (рис.3) предназначена для нагрева нефтяных эмульсий с повышенной коррозионной активностью и склонностью к отложению солей и механических примесей на установке подготовки нефти производительностью 27 тыс. т/сут. Печь состоит из теплообменной камеры 1, блока основания 2 и блока управления и сигнализации [1].

Теплообменная камера представляет собой удлиненный теплоизолированный корпус, внутренняя поверхность которого обшита, листами из нержавеющей стали, а наружная обшивка выполнена из листовой стали в виде герметичного короба. Внутри теплообменной камеры расположены четыре параллельно соединенных одинаковых змеевика, выполненных из оребренных труб диаметром 150 мм. К нижней стенке теплообменной камеры примыкают четыре камеры сгорания с горелками циклонного типа. Быстрое вращение нагнетаемого вентилятором 1 воздуха вызывает хорошее смешение его с топочным газом [1].

Конструктивные особенности горелки и камеры сгорания обеспечивают полное сгорание топлива. Продукты сгорания через сопла-конфузоры в виде плоских струй поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры. Скорость струй на выходе из сопел-конфузоров составляет 100...120 м/с, а температура газа - 1600... 1700 °С. Струи инжестируют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, смешиваются с ними и при температуре 700...900 °С равномерно омывают трубы змеевиков, так, что нагрев идет без местных перегревов труб. В нижней части боковых стенок теплообменной камеры расположены дымо-выводящие устройства 9, к фланцам которых крепятся дымовые трубы 4. Теплообменная камера оборудована взрывными клапанами 10 и смотровыми люками 6 [1].

Блок основания представляет собой металлоконструкцию, предназначенную для установки теплообменной камеры с горелочными устройствами 2 и трубопроводной обвязкой, вентиляторов 1, коллектора

газа 3 к основным горелкам и коллектора газа к запальным горелкам 5, трубопроводов входа 8 и выхода 7 эмульсии, контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Часть блока основания, в которой расположены вентиляторы, коллекторы газа, трубопроводы входа и выхода эмульсии, контрольно-измерительные и регулирующие приборы, имеет утепленное укрытие [1].

Блок управления и сигнализации обеспечивает выполнение автоматического и ручного розжига газовых горелок, сигнализации об отклонении давления и температуры нагрева нефтяной эмульсии от заданных значений. Блок выполнен в утепленном укрытии [1].

2 Расчет отстойника горизонтального

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

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

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 $T_{cp} = -30 \dots +40 \text{ } ^\circ\text{C}$, 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: $1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

Температурный диапазон: $-70 \dots +425 \text{ } ^\circ\text{C}$;

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: $Q_c=62 \text{ м}^3/\text{ч}$ – нагрузка отстойника по смеси;

$\rho_c=912 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность смеси;

$\mu_c=3.7448 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ – 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]:

$$\tau_o < \tau_{\Pi} \quad (2.2.4)$$

где: τ_o – время отстаивания воды;

τ_{Π} – время пребывания капли воды в аппарате;

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

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

где: ω_o – 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:

$$\omega_{\Pi} := \frac{2 \cdot r^2 \cdot (\rho_B - \rho_H) \cdot g}{9 \cdot \mu_H} = 3.823 \cdot 10^{-3} \text{ м}/\text{с} \quad (2.2.6)$$

где: $r=0.3 \text{ мм}$ – радиус осаждаемых капель воды;

$\rho_{\text{в}}=1019.6 \text{ кг/м}^3$ – плотность пластовой воды;

$\rho_{\text{н}}=856 \text{ кг/м}^3$ – плотность нефти;

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

Найдем высоту водной подушки[4]:

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

Длина отстойника находится по формуле [4]:

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

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 (объём) 200 м³;
- Масса аппарата до 52 т;

2.2.1 Расчет диаметра патрубков:

Скорость нефтегазовой смеси на входе в аппарат принимаем: $\omega_{\text{пА}}:=1 \text{ м/с}$, при объёмном расходе $V_{\text{см}}:=62 \text{ м}^3/\text{ч}$ [5].

Диаметр входного штуцера для нефтегазовой смеси:

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

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

Скорость нефти в выходном штуцере принимаем: $\omega_{\text{пН}}:=1 \text{ м/с}$, при объемном расходе нефти $V_{\text{н}}:=43.4 \text{ м}^3/\text{ч}$ [5].

Диаметр выходного штуцера для нефти:

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

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

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

Диаметр выходного штуцера для пластовой воды:

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

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

Диаметры остальных штуцеров принимаем конструктивно, исходя из функционального назначения.

2.3 Механический расчет

Исходные данные для механического расчета:

$D:=3.4$ м – Внутренний диаметр аппарата;

$P_{\text{р}}:=0.8$ МПа – Рабочее давление;

$\varphi:=1$ – 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;

$\sigma_{\text{т}}:=280$ МПа – Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при $t=20$ °С;

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

$P:=0.3$ мм/год – Скорость коррозии материала [];

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

2.3.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки

Расчет производим по методике, изложенной в [6].

Находим допускаемое напряжение для стали 09Г2С при гидравлических испытаниях:

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

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

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

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

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

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

- При рабочих условиях:

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

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

- При гидравлических испытаниях:

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

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

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:

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

- Для условий испытаний:

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

Проверяем условие прочности для цилиндрической обечайки:

- Для рабочих условий:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_p \leq P_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

- Для условий испытаний:

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

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

2.3.2 Расчет стандартных эллиптических крышек

Расчет производим по методике, изложенной в [6].

Находим толщину стенки эллиптической крышки:

- 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:

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

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

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:

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

Проверяем условие прочности для эллиптических крышек:

- Для рабочих условий:

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

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

- Для условий испытаний:

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

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

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

Расчет производим по методике, изложенной в [7].

Укрепление отверстия под люк-лаз:

Рассчитываем укрепление отверстия под люк-лаз, изготовленного из стали 09Г2С со смещением относительно оси:

$$x := 0 \text{ мм}$$

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: $l_p:=L_0$

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

$$0.5 \cdot (d_n - d_0) \cdot s_n \cdot 1000 = 2.254 \cdot 10^3$$

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

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формулам:

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

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

$P_p < P_{ду}$ - **Условие выполняется**

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

Расчет производим по методике, изложенной в [8].

Расчет фланца под люк-лаз:

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).

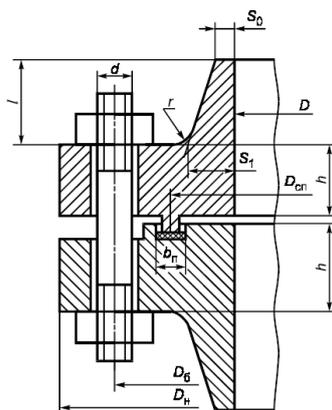


Рисунок 2.1 – Схема расчета фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа шип-паз.

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;

$D_b := 770$ 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: $b_n := 14$ мм.

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

Расчетный диаметр плоских прокладок:

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

Равнодействующая нагрузка от давления:

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

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:

$$s_3 := \zeta \cdot s_0 = 23.967 \text{ мм} \quad (2.3.4.10)$$

Плечо усилия, действующее от давления на фланец:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - s_3) = 23.517 \text{ мм} \quad (2.3.4.11)$$

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

$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5$ 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:

$$\gamma := \frac{1}{y_\Pi + y_\phi \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E}} = 2.105 \cdot 10^6 \quad (2.3.4.17)$$

где: $E_6 := 2.15 \cdot 10^5$ МПа.

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций:

$$\alpha_6 := 11.1 \cdot 10^{-6} \quad 1/^\circ\text{C} \quad t_6 := 50 \quad ^\circ\text{C};$$

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

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

$$h_1 := 49 \text{ мм};$$

$$h_2 := 49 \text{ мм};$$

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

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

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

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

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

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

где: $M := 2 \cdot 10^6 \text{ Н/мм};$

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

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

$$P_{\phi 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\phi} \cdot \sigma_{\text{дб0}}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.21)$$

где: $\sigma_{\text{дб0}} := 127 \text{ МПа.}$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевого соединения:

- При затяжке:

$$P_{\text{мб}} := \max(P_{\phi 1}, P_{\phi 2}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.22)$$

- При рабочих условиях:

$$P_{p6} := P_{m6} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_m) \cdot [M]}{D_{cp}} = 7.896 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (2.3.4.23)$$

Проверка прочности шпилек и прокладки:

Расчетные напряжения в шпильках:

- При затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{p6}}{A_6} = 50.8 \text{ МПа} \quad (2.3.4.24)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{61} \leq \sigma_{д60} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

- При рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{p6}}{A_6} = 51.931 \text{ МПа} \quad (2.3.4.25)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{62} \leq \sigma_{д60} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

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

Условие прочности прокладки:

$$q_d := 130 \text{ МПа};$$

$$q := \frac{\max(P_{m6}, P_{p6})}{\pi \cdot D_{cp} \cdot b_{п}} = 26.756 \text{ МПа} \quad (2.3.4.26)$$

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

$Usl = \text{"Условие выполняется"}$

Расчет фланцев на статическую прочность:

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

$$C_F := \left(1, \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_6}{n}}{2d + \frac{6 \cdot h}{m+0.5}}} \right) = 1 \quad (2.3.4.27)$$

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

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

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

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

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:

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

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{M0} + \sigma_{MR}|, |\sigma_{M0} + \sigma_{MT}|) < K_T \cdot \sigma_{d0} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

- 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:

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

$$K_T \cdot [\sigma]_{100} = 230.1 \text{ МПа} \quad (2.3.4.47)$$

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

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

- При рабочих условиях:

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

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

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

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

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:

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

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

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

- В условиях испытаний:

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

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_P \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E} < K_\Theta \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

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

2.3.5 Расчет седлообразных опор

Масса пустого аппарата: 51105 кг;

Плотность пластовой воды: 1079.6 кг/м³;

Объем технологической емкости: 200 м³;

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

Масса аппарата, заполненного водой: 255025 кг;

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

Расстояние между опорами: $l_1 := 6.98$ м;

Диаметр отстойника: $D := 3.4$ м;

Длина цилиндрической части аппарата: $L := 23.320$ м;

Высота эллиптической крышки: $H := 0.855$ м;

Расстояние от центра крайней опоры до эллиптической крышки: $a := 1.14$ 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 [с.295].

По вычисленному выше значению принимаем опору **ОГ-П-3400-30 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 :

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

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:

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

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

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s-c)} < \phi \cdot \sigma_{д100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1 = "Условие выполняется"

- Над опорой:

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

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

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

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s-c)} < \phi \cdot \sigma_{д100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1 = "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:

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

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

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

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

Все условия выполняются, следовательно опоры подобраны верно.

3 Социальная ответственность

С развитием научно-технического прогресса немаловажную роль играет возможность безопасного исполнения людьми своих трудовых обязанностей.

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.

3.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов на УПН

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[11].

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 [11].

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 °С);
- температура пламени в печи нагрева нефти достигает 1600-1700 °С, продуктов сгорания циркулирующих и омывающих змеевик 800-900⁰ С, а отходящих дымовых газов 400-580 °С;
- давление нагнетания насосов внешней перекачки нефти до 59 кгс/см²;
- в качестве топлива для печей ПТБ-10 используется попутный нефтяной газ с давлением до 1,6 кгс/ 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 и пожаротушения водяного пара с температурой до 160 °С и теплофикационной воды для обогрева помещений с температурой до 90 °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 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	Деэмульгаторы	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	-

3.2 Производственная санитария

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

3.2.1 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 приточно-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 [13] равна 10 мг/м^3 .

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.

3.2.2 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.

Обслуживающий персонал – машинисты и операторы ЦППН. Не менее 50% своего рабочего времени находятся в операторной.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены [12]« Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», а также [14]. [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.

3.2.3 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[15]. 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.

3.2.4 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.

В связи с тем что условия деятельности машинистов и операторов связаны с явным преобладанием зрительной информации, до 90 %, особенно важным становится вопрос производственного освещения. Поэтому в производственных помещениях используется искусственное освещение. Для искусственного освещения используются люминесцентные лампы ЛБ – белого цвета или ЛТБ – тепло – белого цвета , мощностью 20,40,60 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам [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%.

3.3 Пожарная безопасность

Источники пожара, для УПН по природе происхождения можно условно разделить на производственные, естественные и огневые[17].

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 [17].

На УПН установлены ручные извещатели пожарной сигнализации типа ИП-535 (на технологических площадках). В насосной внешней перекачки и БКК установлены датчики пожарной сигнализации ИП-103. Сигнал пожарной опасности подается по сети громкоговорящей связи.

Въезд на территорию УПН без искрогасителя воспрещен. УПН обеспечена проездами к зданиям и сооружениям пожарных машин.

Для тушения пожаров объект УПН укомплектован: пеногенераторной, пожарным кольцом по периметру резервуарного парка, сухотрубами, кольцами орошения РВС, первичными средствами пожаротушения.

Система автоматического пенного пожаротушения – это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющей транспортировать воздушно-механическую пену средней кратности к защищаемым объектам.

Для тушения и локализации пожаров на территории и в помещениях, УПН оборудована стационарной установкой пенного пожаротушения и сигнализации в состав которой входят:

- насосы-дозаторы ЦВ 5/140;
- бак для хранения концентрированного пенообразователя V=5 м³;
- задвижки с электроприводом тип 30с941нж Ø 150 мм;
- трубопроводы-сухотрубы Ø 100-150 мм;
- пеногенераторы ГПС–600 и ГПСС-2000;
- насосы противопожарного водоснабжения ;
- трубопроводы подачи воды к пеногенераторной Ø 150 мм, система автоматики;
- автоматические тепловые датчики-извещатели;
- ручные кнопочные извещатели;
- система водоснабжения (пожарные резервуары, кольцевой водопровод с пожарными гидрантами);
- система трубопроводов для подачи пены к генераторам защищаемых объектов;
- кольца орошения РВС.

Сигнал от автоматических датчиков установленных на РВС резервуарного парка, боксов насосов внешней и магистральной перекачки,

ПТБ-10 поступает на ППС, которая выдает световой и звуковой сигнал «**Внимание**», с указанием номера луча (места установки датчика) при срабатывании одного извещателя и сигнал «**Тревога**» при срабатывании двух.

В последнем случае, одновременно выдается сигнал на запуск водяных насосов и насосов подачи пены в пеногенераторах, и открытие электрозадвижки соответствующего направления.

При срабатывании датчиков установленных в боксах, происходит также остановка технологического оборудования и вытяжной вентиляции бокса.

При поступлении сигналов от ручных извещателей установленных на блок-боксах и на открытых площадках, происходит аналогичное воздействие на установку пожаротушения.

По типу пеногенерирующей аппаратуры, установленной на РВС резервуарного парка, полученная пена относится к воздушно-механической высокой кратности. Одним из достоинств, которой является низкий расход воды, необходимый для ее приготовления и высокая эффективность при тушении в объемах.

На трубопроводах подачи пены к пеногенераторам установлены дроссельные шайбы, которые рассчитаны таким образом, что в зависимости от размера горящего объекта и необходимой дозы пены подается доза пенообразователя, необходимая для образования 6 % -го раствора.

Для защиты металлоконструкций РВС, от деформации при воздействии высоких температур при пожаре, применяются кольца орошения. Подача воды на кольца производится от сети противопожарного водопровода непосредственным подключением к гидранту через пожарные рукава или через пожарную автоцистерну.

На площадке УПН предусмотрена автоматическая система пожаротушения для следующих объектов:

- резервуары нефти РВС-5000;
- подогреватели нефти (ПТБ-10-64) – 3 шт;
- насосная магистральная перекачки нефти;
- насосная внутренней перекачки.

Источником автоматического пенного пожаротушения является пеногенераторная станция на 16 ответвлений.

Положение пеногенераторной станции относительно защищаемых объектов обеспечивает подачу раствора пенообразователя к пеногенераторам в течение трех минут.

В качестве огнетушащего средства для защиты объектов с категорией производства «А» используется воздушно-механическая пена средней кратности (6% раствор пенообразователя). Для приготовления раствора пены используется пенообразователь типа ННП «Урал-Стандарт». Запас концентрированного пенообразователя предусмотрен в пеногенераторной станции в баке $V=5 \text{ м}^3$. Так же предусмотрено хранение 100% запаса пенообразователя в концентрированном виде в заводской таре на складе.

Управление пуском установки пожаротушения возможно в автоматическом и ручном режимах с пульта управления, расположенным в операторной и в пеногенераторной.

Пенотушение нефтяных резервуаров осуществляется из пеногенераторов типа ГПСС-2000, установленных на трубопроводе по окружности резервуара, с вводом воздушно-механической пены в газовое пространство резервуаров через «окна» в верхнем поясе их стенок.

Пенотушение подогревателей нефти ПТБ-10-64 осуществляется из пеногенераторов ГПС-600 (по 2 штуки на один подогреватель), установленных на вертикальных трубопроводах в противоположных концах подогревателя.

Пеногенераторы ГПС-600 установлены на сухотрубах стационарно под углом 45 градусов. Струи пены направляются вдоль верхней

поверхности подогревателя. Трубопроводы раствора пенообразователя прокладываются с уклоном в сторону спускных вентилей для улучшения системы опорожнения и промывки растворопроводов.

Пенотушение нефтяных насосных осуществляется из пеногенераторов ГПС–600, установленных внутри помещений на трубопроводе-сухотрубе. Трубопроводы прокладываются по стенам с уклоном в сторону ввода к спускным кранам для улучшения системы опорожнения и промывки растворопроводов. Пеногенераторы установлены на сухотрубах стационарно под углом 45 градусов.

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 2.

Таблица 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 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.

3.4 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;
- Зануление;
- Защитное отключение;
- Выравнивание потенциала;
- Использование малых напряжений;
- 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 оформляется в соответствующем наряд – допуске.

Основными причинами поражения электрическим током являются:

а) Случайные прикосновения к токоведущим частям под напряжением в результате:

- Ошибочные действия при проведении работ;
- Неисправности защитных средств, которыми пострадавший касался токоведущих частей.

б) Появление напряжения на металлических конструктивных частях оборудования в результате:

- Повреждения изоляции токоведущих частей;
- Замыкание фазы сети на землю;

- Падение провода , находящего под напряжением, на конструктивные части электрооборудования ;
- с) Появления напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:
- Ошибочного включения отключенной установки;
 - Замыкание между отключенным и находящемся под напряжением токоведущими частями;
 - Разряд молнии в электроустановку и др.
- d) Возникновения напряжения шага на участке земли, где находится человек в результате:
- Замыкания фазы на землю;
 - Выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом и др.

Вероятность исключения указанных причин зависит от обучения персонала.

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 источников света ;
- Использование изоляции токоведущих частей;
- Применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током, таких как заземление, зануление, защитное отключение;
- Обучение и аттестация персонала .

3.5 Охрана окружающей среды

Выбросы в атмосферу представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбросы в атмосферу

№	НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	КОЛИЧЕСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ПО ВИДАМ		УСЛОВИЕ (МЕТОД) ЛИКВИДАЦИИ, ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ, УТИЛИЗАЦИИ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВЫБРОСОВ	УСТАНОВЛЕННАЯ НОРМА СОДЕРЖАНИЯ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ 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		
5.	Сепараторы						
5.1.	Углеводороды C1-C5	10,2250	322,202	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		Согласно проекту ПДВ
6.	Насосный блок						
6.1	Углеводороды C1-C5	1,0614	33,472	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		Согласно проекту ПДВ
6.2	Триэтиленгликоль	0,0268	0,8436	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		
7.	Ёмкость хранения химреагентов						
7.1	Метанол	0,14346	0,20528	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		Согласно проекту ПДВ
7.2	Триэтиленгликоль	0,3988	0,00334	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		
8.	Ёмкость хранения БРХ						
8.1	Бутилцеллозольв	0,000003	0,00121	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		Согласно проекту ПДВ
8.2	Триэтиленгликоль	0,4256	0,84694	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		
8.3	Нефрас	0,00015	0,04179	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		
9.	ЗРА, фланцы						
9.1	Углеводороды C1-C5	2,2354	70,497	Рассеивание в атмосфере	Постоянно		Согласно проекту ПДВ
10.	Печь ПТБ-10:						
10.1	Азота диоксид	3,5400	30,384	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	9043,0528	Согласно проекту ПДВ
10.2	Азота оксид	0,5760	4,932	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	1471,4120	
10.3	Углерод оксид	2,0340	17,4276	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5195,9236	
10.4	Метан	0,2040	1,7424	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	521,12508	
11.	Печь УОГ						
11.1	Азота диоксид	0,0250	0,705	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	90,70791	Согласно проекту ПДВ
11.2	Азота оксид	0,0040	0,115	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	14,51326	
11.3	Углерод оксид	0,0297	0,839	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	107,76099	
11.4	Метан	0,0030	0,0839	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	10,88495	
12.	Дренажные емкости						

12.1	Углеводороды C1-C5	0,1120	3,5317	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	1343050,84	Согласно проекту ПДВ
12.2	Углеводороды C6-C10	0,0414	1,3052	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	496449,152	
12.3	Бензол	0,0005	0,017	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5995,76271	
12.4	Ксилол	0,0002	0,0054	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	2398,30508	
12.5	Толуол	0,0003	0,0107	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	3597,45763	

Таблица 5 - Твердые и жидкие отходы

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

Таблица 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	Примечание
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	

3.6 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории[20]:

- 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)[20];

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 переутверждается. 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.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Предпроектный анализ

Высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности обуславливают создание все более совершенной технологии и техники промыслового сбора, подготовки и транспортирования нефти. Одной из первоочередных задач является снижение металлоемкости сепарационного оборудования, так как это ведет к значительному сокращению капитальных вложений и способствует ускорению обустройства и ввода в эксплуатацию нефтяных месторождений.

На долю систем сбора и подготовки нефти приходится около 50% всех затрат на промысловое обустройство, а сепарационные узлы и относящаяся к ним технологическая обвязка составляют более 30% общей металлоемкости без учета трубопроводов и наземного оборудования.

За последние годы научно-исследовательскими и проекторно-конструкторскими организациями проделана большая работа в области совершенствования технологии и техники промыслового хозяйства. Разработка систем сбора с применением автоматизированного оборудования создала предпосылки для резкого сокращения потерь нефти и уменьшения металлоемкости. Нами было разработано современное технологическое оборудование с высоким качеством разделения, для сепарации водо-газо-нефтяной эмульсии.

Основные потребители – нефтедобывающие компании, нефтеперерабатывающие заводы, НИПИ.

Отрасль применения: нефтяная промышленность.

Основными сегментами данного рынка являются крупные и мелкие компании нефтяной промышленности. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и

нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Оборудование	Страна	Производитель
1.Отстойник «ОГ-200С»	Россия	НИ ТПУ, г.Томск
2. Отстойник «ОГ-200С»	Россия	«ТомскНИПИнефть» г.Томск

Таблица 7 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{к1}	Б _{к2}	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6
Свойства технологического оборудования					
1. Металлоемкость	0,14	4	4	0,70	0,70
2. Износостойкость	0,04	4	4	0,16	0,16
3. Расход водо-нефтяной эмульсии (Производительность)	0,14	5	5	0,70	0,70
4. Простота применения	0,10	3	3	0,42	0,42
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,12	4	4	0,48	0,48
2. Уровень проникновения на рынок	0,14	3	5	0,42	0,70
3. Финансирование научной разработки	0,09	1	4	0,09	0,36
4. Срок выхода на рынок	0,08	1	5	0,08	0,40
5. Наличие сертификации разработки	0,15	1	5	0,15	0,75
Итого	1	26	39	3,20	4,67

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i ,$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Результаты вычислений показали, что $K_{K1}=3,20$, а $K_{K2}=4,67$.

Полученные значения говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего повышения: следует увеличить уровень проникновения на рынок и получить сертификацию разработки.

4.1.2 SWOT-анализ

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

Таблица 8 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: Сил1. Простота применения Сил2. Адекватность разработки Сил3. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл.3Отсутствие достаточного финансирования проектов.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В3. Появление спроса на программный продукт В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок	Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок. Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.	Инновационные инфраструктуры ТПУ могут оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях использующих традиционные методы переработки нефти.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения	В силу того, что в данной разработке используется более новые подходы к разработке и автоматизированному	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции

дополнительных государственных требований к сертификации У4. Ограничение на экспорт технологии	проектированию технологического оборудования, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.
--	---	--

4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 9 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического Задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	2
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	5
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
12.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
13.	Имеется команда для коммерциализации	2	2

	научной разработки		
14.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	34	49

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

По итогам степени готовности научного проекта к коммерциализации $B_{\text{сум}}=34$. Перспективность научной разработки оказалась средней. Это вызвано недостатком финансирования, необходимого оборудования, квалифицированных специалистов, а также спроса на данный продукт. Для повышения перспективности следует проводить доработку научного проекта.

4.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Таблица 10 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтедобывающие компании	Получить готовый проект технологического оборудования для процесса обезвоживания и сепарации нефти

Таблица 11 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка и проектирование современного технологического оборудования с высоким качеством разделения для сепарации водо-газо-нефтяной эмульсии.
Ожидаемые результаты проекта:	Выбор технологического оборудования (для заданных условий) и его механический расчет с проектированием основных элементов конструкции.
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов.
Требования к результату проекта:	Требование:
	Стандартизация готового оборудования.

Таблица 12 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Трудозатраты, час.
1	Тихонов Виктор Владимирович, НИ ТПУ, доцент кафедры ОХТ, к.т.н руководитель проекта.	Координирует деятельность участников проекта	158
2	Щербаков Сергей Александрович, НИ ТПУ, кафедра ОХТ, бакалавр.	Выполняет отдельные работы по проекту	250
ИТОГО:			408

Таблица 13 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	Отсутствует
Сроки проекта:	30.09.2015-31.05.2016
Дата утверждения плана управления проектом	12.02.2016
Дата завершения проекта	31.05.2016

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

4.3.1 План проекта

Таблица 14 - Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Рабочие дни	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление технического задания	6	9	30.09.15	08.10.15	Щербаков С.А.
2	Литературный обзор	24	36	08.10.15	13.11.15	Щербаков С.А.
3	Теоретический анализ	12	18	13.11.15	30.11.15	Щербаков С.А.
4	Постановка задачи исследования	10	15	30.11.15	14.12.15	Щербаков С.А. Тихонов В.В.
5	Расчет ОГ	48	72	14.12.15	22.02.16	Щербаков С.А. Тихонов В.В.

6	Проектирование ОГ по результатам расчета	34,6	52	22.02.16	15.04.16	Щербаков С.А. Тихонов В.В.
7	Результаты и обсуждения	10	15	15.04.16	29.04.16	Щербаков С.А. Тихонов В.В.
8	Оформление	22	33	29.04.16	31.05.16	Щербаков С.А.
И т о г о:		166,6	250			

Для данной НИР выбран линейный график планирования, так как работа выполняется последовательно, она характеризуется сравнительно небольшим количеством этапов и относится к простым.

4.3.2 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты по данной статье заносятся в табл. 16.

Таблица 16 - Расчет материальных затрат

№ п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
1	Бумага	листы	1500	1	1500,00
2	Ручки	шт	3	10	30,00
3	Эл. энергия	кВт	1200	1.26	1512,00
Итого					3042,00

Таблица 17 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Срок службы, лет	Стоимость, руб.
1	ПК или ПЭВМ	1	5	21000
ИТОГО				21000

$T_{кт}$ - календарный период выполнения темы, дни ($T_{кт}=250$ (смотреть таблицу 8));

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

Где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

$$C_{зп} = 314540,71 + 31\,454,071 = 345\,994,781 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от **предприятия** (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 18 - Баланс рабочего времени одного исполнителя НИР

Показатели рабочего времени	Исполнитель	Руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	19	19
Номинальный фонд рабочего времени	$365 - (52 + 19) =$ 294	$365 - (52 + 19) =$ 294
Потери рабочего времени		
- отпуск	52	52
- невыходы по болезни		
Эффективный фонд рабочего времени	$294 - 52 = 242$	$294 - 52 = 242$

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

$$З_{\text{м}} = 23\,264,86 \cdot (0,5 + 0,5) \cdot 1,3 = 30\,244,318 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{м.магистр}} = 1769,23 \cdot 1,3 = 2300 \text{ руб.}$$

где $З_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 14.

Таблица 19 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23 264,86	1,3	30 244,318	1299,7555	250	314540
Бакалавр	2300	1,3	2990	98,84	250	23920

$$З_{\text{дн.н.рук.}} = \frac{30244,318 \cdot 10,4}{250} = 1258,16 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн.н.исп.}} = \frac{2300 \cdot 10,4}{250} = 95,68 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}$$

$$З_{\text{осн.рук.}} = 1258,16 \cdot 250 = 314540 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн.исп.}} = 95,68 \cdot 250 = 23\,920 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

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

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (27,1%):

$$C_{\text{внеб.рук}} = 0,271 \cdot 314540 = 85240,34 \text{ руб}$$

Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями

Наименование выполняемых работ	Название организации (предприятия)	Сумма, руб.
Распечатка	Центр оперативной полиграфии «Графикс»	600,0
Использование Internet	Tomgate	3000,0
Итого		3600,0

Накладные расходы

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы.

$$C_{\text{внеб.рук}} = 0,8 \cdot 314540 = 251632 \text{ руб}$$

Электроэнергия, потребляемая оборудованием за период проектирования при ставке 4,36 руб. За кВтч

Таблица 20 – Расчет затрат на электроэнергию

Наименование оборудования	Мощность, кВт	Время работы, ч	Энерго затраты за период выполнения работы, кВт*ч	Затраты на электроэнергию, руб
ПК или ПЭВМ	0,1	4080	408	1778,88
Итого:				1778,88

Таблица 21 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Материальные затраты	3042,0
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	21000,0
Основная заработная плата	338460
Отчисления на социальные нужды	85240,34
Затраты на электроэнергию, руб.	1778,88
Затраты на работы выполняемые сторонними организациями, руб.	3600,0
Итого плановая себестоимость, руб.	453121,22

Общий бюджет проекта составил **453121,22руб.** с учетом материальных затрат, затрат на спецоборудование, затрат на электроэнергию, затрат на выплату З/П сотрудникам (руководитель, бакалавр) и отчисления во внебюджетные фонды, затрат на научные и производственные командировки, затрат на работы выполняемые сторонними организациями.

Вывод: Проведена оценка конкурентоспособности технических решений, а также оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ, построена организационная структура проекта, составлен план-график проведения НИР, распределен бюджет проекта. Составлена матрица ответственности, рассмотрены и проанализированы потенциальные риски проекта.

Заключение

В данной работе был разработан проект основного оборудования промышленной подготовки нефти. Для обеспечения заданной производительности и более был разработан горизонтальный отстойник.

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

Список использованных источников

1. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
2. ГОСТ Р 52857.2 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования».
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.- 9-е изд.- Л.: Химия, 1981.- 560с.
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».
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».
8. ГОСТ Р 52857.4 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений».
9. Лацинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов // Справочник под редакцией А.Р. Толчинского. – Л.: Машиностроение, 1981. – 384 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. ГОСТ 12.0.002–80 (с изм. №1) ССБТ. «Термины и определения».
12. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические».
- 13.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
- 14.СанПиН 2.2.4.584-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
- 15.ГОСТ 12.1.003–83. «Шум. Общие требования безопасности». [Текст].-введ. 01.07.1984.- М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
16. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
17. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
18. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
- 19.ГОСТ 12.1.019-79«Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
20. ГОСТ 12.4.0111-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».