

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 работы
Расчёт нефтегазосепаратора для участка подготовки нефти Лугинецкого месторождения

УДК _____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2K11	Быков Артём Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов Н. 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		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
	профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации.	
Общекультурные компетенции		
P9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
P11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P12	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

Цели образовательной программы

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
Ц1	Подготовка выпускников к производственно-технологической деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, конкурентоспособных на мировом рынке.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ООО СИБУР «Томскнефтехим», ОАО «Тоскгазпром», ОАО «КИНЕФ», г. Кириши, Ангарский нефтеперерабатывающий комбинат, ПО «Азот», г. Кемерово, ООО «ЭльПласт», ООО «Сибметакхим, ОАО «Фармстандарт–Томскхимфарм», и др.).
Ц2	Подготовка выпускников к проектной деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ОАО «ТомскНИПИнефть, ОАО НК «РОСНефть», г. Краснодар, ОАО «Самаранефтехимпроект, ЭЛЕСИ и

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
		др.).
Ц3	Подготовка выпускников к научным исследованиям для решения задач, связанных с разработкой новых методов создания процессов, материалов и оборудования, обеспечивающих энерго-ресурсосбережение, экологическую безопасность технологии.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности научно-исследовательских центров РАН, СО РАН (ТПУ, ТГУ, Институт химии нефти СО РАН, Институт катализа СО РАН, г. Новосибирск, НИОСТ, ООО НПЦ «НООСФЕРА», г. Надым и др).
Ц4	Подготовка выпускников к организационно-управленческой деятельности.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI, запросы отечественных предприятий и НИИ.
Ц5	Подготовка выпускников к самообучению и непрерывному профессиональному самосовершенствованию.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI , запросы отечественных предприятий и НИИ..

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

Институт физики высоких технологий
Направление подготовки (специальность) Машины и аппараты химических производств
Кафедра общей химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) Тихонов В.В.

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2К11	Быков Артём Юрьевич

Тема работы:

Расчёт нефтегазосепаратора для участка подготовки нефти Лугинецкого месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	25.04.2016г. № 3106/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Проектирование НГС 16-2200 - производительность установки 6300 м³ сырой нефти в сутки; - производительность по газу 350000 м³/сут; - рабочее давление 1.6 МПа; - газовый фактор 120 м³/т; - температура сырья не более 50°C; - рабочая среда - сырая нефть с содержанием сероводорода не более 0.2 %. Нефтегазосепаратор НГС 16-2200: - производительность по сырой нефти 10000 м³; - производительность по газу 600000 м³; - рабочее давление 1.6 МПа; - газовый фактор 120 м³/т; - температура сырья не более 50°C; - рабочая среда - сырая нефть с содержанием
--	--

	сероводорода не более 0.2 %.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Реферат 1. Введение 2. Технологическая схема 3. Расчет НГС 4. Экономическая часть 5. Социальная ответственность Заключение Список использованных источников Приложения
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема УППН 1 лист Нефтегазосепаратор. Чертеж общего вида 1 лист Нефтегазосепаратор. Сборочные единицы 1 лист Техничко-экономические показатели
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, кандидат химических наук Сечина Ася Александровна
Социальная ответственность	Профессор кафедры ЭБЖ, кандидат биологических наук Ахмеджанов Рафик Равильевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2016
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов В.В.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К11	Быков Артём Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 5 рисунков, 15 таблиц, 29 источников, 4 листа чертежей.

Объектом исследования является спроектировать нефтегазосепаратор.

Цель работы – спроектировать нефтегазосепаратор разделения нефти и газа.

В работе представлен технологический и механический расчет спроектировать нефтегазосепаратора, основные элементы производства, формирующие вредные и опасные факторы, а также разработку мероприятий по снижению их воздействия.

В результате исследования произведены технологические и механические расчеты для увеличения производительности.

В экономической части бакалаврской работы проведена оценка экономической целесообразности принятых в проекте решений и определена ожидаемая экономическая эффективность от применения, разработанного в проекте оборудования. Эффективность работы подтверждается показателями эффективности.

ABSTRACT

Final qualifying work consists of 95 pages, 5 figures, 15 tables, 29 references, 4 sheets of drawings.

The object of the study is to design neftegazexpert.

Purpose – to design neftegazexpert division of oil and gas.

The paper presents the technological and mechanical calculation to design of neftegazexport, the basic elements of production that generates hazardous and harmful factors and the development of measures to reduce their impact.

As a result of research produced technological and mechanical calculations to increase performance.

In the economic part of bachelor's thesis evaluated the economic feasibility of the adopted in the draft decision and identifies the expected economic efficiency from the application developed in the project equipment. The efficiency is confirmed by performance indicators

Содержание

Введение.....	12
1. Описание технологической схемы.....	13
2. Расчет НГС.....	21
2.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки.....	21
2.2 Расчет стандартных эллиптических крышек.....	23
2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках.....	25
2.4 Расчет фланцевых соединений.....	29
2.5 Расчет седловой опоры.....	36
3. Экономическая часть.....	39
3.1 Расчет производственной мощности.....	39
3.2 Режим работы персонала.....	40
3.3 Организация оплаты труда.....	41
3.4 Расчет амортизационных отчислений.....	42
3.5 Расчет себестоимости.....	43
3.6 Расчет технико-экономических показателей.....	46
3.7 Расчет точки безубыточности.....	47
4. Социальная ответственность.....	64
4.1 Производственная безопасность.....	65
4.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации оборудования.....	65
4.1.2 Средства защиты работающих.....	67
4.1.3 Средства коллективной защиты.....	68
4.2 Анализ опасных факторов.....	70
4.2.1 Освещение.....	70
4.2.2 Шумы и вибрации.....	70
4.2.3 Электробезопасность.....	72
4.2.4 Молниезащита	77
4.2.5 Пожаровзрывоопасность.....	78

4.3 Охрана окружающей среды.....	79
4.3.1 Охрана почв.....	85
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
4.4.1 Производственные аварии.....	90
4.4.2 Стихийные бедствия.....	90
4.4.3 Военно-социальные конфликты.....	92
Заключение.....	93
Список использованных источников.....	94
Приложения	

Введение

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.

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, выделяющейся при горении.

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.

Целью дипломного проекта является разработка современного технологического оборудования с высоким качеством разделения, для сепарации нефти от газа при условии увеличения объёма выпуска на 10 %.

1. Описание технологической схемы

Нефть с фонда скважин Лугинецкого месторождения поступает в приемный коллектор УПН, после чего в нефть вводится деэмульгатор (через блок реагентного хозяйства), для предотвращения образования слоя эмульсии. Далее нефть поступает в УБС и НГС (последовательно или параллельно)

Блочная сепарационная установка УБС предназначена для 1 ступени сепарации нефти с одновременным оперативным учетом продукции в системах герметизированного сбора и транспортирования нефти и газа.

Установка блочная сепарационная с предварительным отбором газа УБС-6300/6 выполнена в моноблоке и состоит из устройства предварительного отбора газа, технологической емкости, каплеотбойника, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Устройство предварительного отбора газа расположено на нисходящем участке трубы. Такая компоновка обеспечивает наилучшее качество разделения нефти и газа. Устройство для отбора газа представляет собой трубу диаметром 350 мм, длиной 19 м, установленную под углом 8°.

Технологическая емкость - цилиндрический сосуд диаметром 1400 мм и длиной 4.8 м. С наружной части емкость имеет патрубки для ввода нефтегазовой смеси, газа, выхода нефти, газа, для пропарки, дренажа и системы контроля и управления. Для профилактического осмотра и ремонта имеются по торцам два люка-лаза. Внутри технологической емкости находятся лоток для распределения поступающей продукции и система перегородок для более полной сепарации нефти от нефтяного газа.

Для предотвращения недопустимого повышения давления в емкости установлены четыре предохранительных клапана. Для исследования эффективности работы сепаратора в различных режимах предусмотрены пробоотборники и штуцеры для установки контрольно-измерительных приборов.

На сепараторе с помощью опор установлен каплеотбойник, в котором установлены два сетчатых отбойника. Для слива отделившейся нефти и для ввода газа, выделившегося в технологической емкости, в нижней части каплеотбойника

имеются два патрубка диаметром 150 мм и один патрубок диаметром 250 мм. На емкости оборудуют площадку для обслуживания. Сам аппарат устанавливают горизонтально на двух опорах на высоте 750 мм от земли.

Нефть из устройства предварительного отбора газа поступает в технологическую емкость и по лотку, где происходит дополнительная сепарация нефти и газа, затем нефть стекает в ее нижнюю часть. Наличие лотка с направляющими пластинами и заслонкой способствует гашению пульсации.

Газ, выделившийся в емкости, через каплеотбойник направляется в газопровод, разгазированная нефть - в нефтепровод.

На газовой линии между каплеотбойником и устройством предварительного отбора газа имеются две задвижки для направления газа из устройства предварительного отбора газа в каплеотбойник или в нефтегазовый сепаратор.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической емкости и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, а нефть поступает в технологическую емкость.

В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и направляется в газовый сепаратор ГС с давлением 1.6 МПа. Нефть в технологической емкости проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, которые способствуют вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти.

Система автоматизации УБС-6300/16 обеспечивает:

1. Автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости.
2. Сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости.
3. Местный контроль уровня и давления в технологической емкости.

Регулирование уровня нефти в технологической емкости осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа.
- блока автоматики БР — 25.
- устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ - 1 М.

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавков датчика уровня жидкости ДУЖ - 1М, который смещается по направляющей трубе.

При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР -1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти с УБС - 6300/16. УЭРВ отрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым, восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Система автоматизации обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного верхнего и аварийного нижнего уровней на щите в операторной.

Визуальный контроль уровня жидкости в УБС осуществляется с помощью уровнемера поплавкового типа РУПШ.

Регулирование давления в технологической емкости УБС - 6300/16 осуществляется системой регулирования давления в газовом сепараторе, состоящей из функционально связанных:

- электроконтактного манометра ВЭ - 16Р6 установленного на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.
- блока автоматики БР - 25.
- устройства электроисполнительного, регулирующего, взрывозащищенного УЭРВ.

При отклонении давления на выходе с газового сепаратора от заданного значения происходит замыкание контактов электроконтактного манометра ВЭ - 16Р6 и электрический сигнал поступает на блок автоматики БР - 25.

При прохождении сигнала через блок БР - 25 формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР - 1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.

УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, что приводит к изменению количества газа, уходящего с установки и к восстановлению в ней заданного значения давления.

Контроль давления в аппарате производится техническим манометром.

Для защиты установки блочной сепарационной от превышения давления выше допустимого значения установлено два пружинных предохранительных клапана СППК 4-150-16, предел срабатывания СППК 6 кгс/см².

Нефтегазосепаратор представляет собой горизонтальный аппарат, внутри которого непосредственно у вводного штуцера смонтированы сливные полки, обеспечивающие выделение основного количества газа. У штуцера выхода газа смонтированы вертикальный и горизонтальный фильтры очистки газа. Штуцер выхода нефти оборудован устройством, предотвращающим образование воронки.

Нефтегазовая смесь поступает через вводной штуцер на сливные полки, где и происходит основное выделение газа. Далее нефть движется по аппарату, занимая по высоте приблизительно половину диаметра, при этом из нефти выделяется газ, не успевший выделиться ранее. Выделившийся газ вместе с частицами нефти, которые находятся во взвешенном состоянии, поступает на фильтры грубой и тонкой очистки газа. Очищенный газ через штуцер выхода газа выводится из аппарата. Дегазированная нефть через штуцер выхода нефти, расположенный в нижней части, также выводится из сепаратора.

НГС является промежуточным сепаратором II ступени сепарации, (существующая схема позволяет использовать НГС как на второй ступени сепарации, так и на первой, включая его последовательно или параллельно с УБС).

Система автоматизации НГС обеспечивает:

1. Автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости.
2. Сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости.
3. Местный контроль давления в технологической емкости.

Регулирование уровня нефти в технологической емкости осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- Датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа.
- Блока автоматики БР-25.
- Устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ .

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавок датчика уровня жидкости ДУЖ-1М, который смещается по направляющей трубе.

При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР-1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти с НГС. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Система автоматизации обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного верхнего и аварийного нижнего уровней на щите в операторной.

Визуальный контроль давления в технологической емкости осуществляется техническим манометром.

Регулирование давления в технологической емкости НГС осуществляется системой регулирования давления в газовом сепараторе, состоящей из функционально связанных:

- Электроконтактного манометра ВЭ-16Р6 установленного на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.
- Блока автоматики БР-25.
- Устройства электроисполнительного, регулирующего, взрывозащищенного УЭРВ.

Для защиты НГС от превышения давления выше допустимого значения установлен пружинный предохранительный клапан СППК 4-150-16.

Предел срабатывания СППК 6 кгс/см².

В технологическом резервуаре происходит отстой нефти, отделение подтоварной воды и мехпримесей.

В РВС-1 жидкость поступает в щелевой распределитель нефти, где получает вертикальное движение. При движении внутри резервуара жидкости вверх происходит постепенное укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их движение за счет гравитационных сил к нижней части резервуара. Обезвоживание нефти происходит по мере движения нефти к верхней части резервуара. Таким образом, в нижней части РВС собирается осветленная пластовая вода, а в верхней части резервуара нефть, с содержанием воды 0,1÷2%. Между слоем осветленной воды и частично обезвоженной нефти образуется слой водонефтяной эмульсии. На устойчивость водонефтяной эмульсии большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или естественно поверхностно-активными веществами (ПАВ). К ним относятся смолы, парафины, глинистые вещества, другие мех. примеси, поступающие со скважины.

Как правило, все поступающие в нефть ПАВ концентрируются в эмульсионном слое резервуара.

Устойчивость эмульсионного слоя зависит от температуры, концентрации деэмульгатора, величины РН пластовой воды. С повышением температуры, повышением до оптимального содержания деэмульгатора устойчивость эмульсионного слоя снижается. Осветленная пластовая вода через заборный

патрубок резервуара поступает на узел учета подтоварной воды и далее по трубопроводу подается в амбар БКНС. Уровень осветленного слоя воды (водяная подушка) поддерживается 4÷5 м. от днища резервуара. Замер уровня производится радарными уровнемерами. Обезвоженная нефть через заборный патрубок в верхней части резервуара (H=7,5 м.) поступает на всас насосов внутренней перекачки (ЦНС-300/120). Далее нефть с содержанием воды 0,1÷2% и температурой 20÷23 °С насосами откачивается по трубопроводу на печь ПТБ-10.

Нефть, поступившая в приемный коллектор печи ПТБ-10, направляется в змеевик теплообменной камеры печи.

При своем движении по змеевику нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в камерах сгорания печи ПТБ-10. Топливный газ на печь поступает по газопроводу от узла подготовки топливного газа. Расход газа на печь определяется по узлу учета топливного газа. Давление топливного газа поддерживается автоматически в ГРП печи. Пуск, эксплуатация, остановка печи ПТБ-10 производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации печи.

Горячая нефть с температурой 35÷38 °С из верхнего коллектора печи ПТБ-10 поступает в отстойник ОГ-200С. В отстойнике происходит отделение от нефти воды и доведения её до товарного качества в соответствии с ТУ 39-1485-89. Для снижения содержания в товарной нефти солей в поток нефти на всас насосов внутренней перекачки предусматривается подача воды насосом ЭЦВ из водозаборной скважины в объеме 3÷5% от количества нефти.

Сущность технологического процесса обезвоживания и обессоливания в отстойнике ОГ-200С состоит в следующем:

Подогретая в печах нефть с введенным деэмульгатором поступает в сепарационный отсек отстойника. Из сепарационного отсека нефть поступает в два коллектора в отстойном отсеке. Над коллектором находится распределитель эмульсии, проходя через который нефть получает вертикальное движение. При этом происходит промывка нефти через слой воды, обезвоживание нефти по мере движения ее в верхнюю часть аппарата. В процессе обессоливания из нефти удаляются не только соли Na, Mg, Ca, но и механические примеси, окись железа.

Сброс пластовой и промывочной воды осуществляется в дренажную емкость. Товарная нефть через коммерческий узел учета нефти и насосной внешней перекачки откачивается в магистральный нефтепровод ОАО «Центрсибнефтепровод» ЛПДС «Парабель».

2. Расчет НГС

2.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки

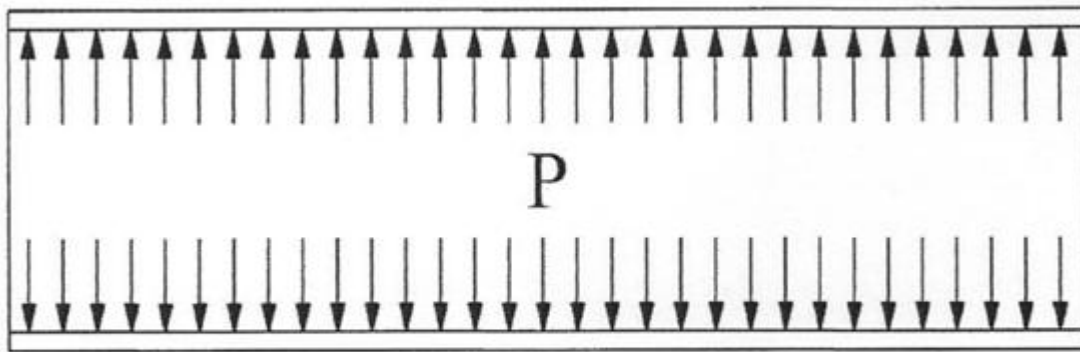


Рис. 2. 1.

Внутренний диаметр:

$$D = 2200 \text{ мм},$$

Рабочее давление:

$$P = 1,6 \text{ МПа};$$

Температура среды в аппарате:

$$T = 40^\circ\text{C};$$

Плотность среды:

$$\rho = 860 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

Материал цилиндрической обечайки сталь 09Г2С.

Коэффициент прочности продольных сварных швов [18, с.13] $\mu = 0,95$, так как принято, что шов с двусторонним сплошным проваром выполняется автоматической сваркой.

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C [18, с.11]: $\delta_{40} = 166,3 \text{ МПа};$

Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]: $\delta_{20} = 280 \text{ МПа};$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.282]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа};$

Аппарат изготовлен из листового проката: $\eta = 1$.

Расчет цилиндрической обечайки проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007 [18, с.36]. расчетная температура стенки $T = T_c = 40^\circ\text{C}$, так как температура среды положительна.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40}; \quad (2.1)$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.н} = \frac{\sigma_T 20}{1,1}; \quad (2.2)$$

$$\sigma_{д.н} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях:

$$P_H = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р}}; \quad (2.3)$$

$$P_H = 2 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{p1} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} - P}; \quad (2.4)$$

$$S_{p1} = 10,09 \text{ мм};$$

$$S_{p2} = \frac{P_H \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.н} - P_H}; \quad (2.5)$$

$$S_{p2} = 11,19 \text{ мм};$$

$$S_p = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 11,19 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_H = S_p + c; \quad (2.6)$$

$$S_H = 13,19 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки цилиндрической обечайки $S_H = 14 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (2.7)$$

$$P_{д.р} = 2,147 \text{ МПа};$$

при испытаниях

$$P_{д.н} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.н} \cdot (S_{н} - c)}{D + S_{н} - c}; \quad (2.8)$$

$$P_{д.н.} = 2,623 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{д.р.}$ ($1,6 \text{ МПа} < 2,147 \text{ МПа}$) и $P_{н} < P_{д.р.}$ ($2 \text{ МПа} < 2,147 \text{ МПа}$) Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул:

$$\frac{S_{н} - c}{D} = 2 \cdot 10^{-3}. \quad (2.9)$$

Формула для расчета применима, так как $(S_{н} - c) / D \leq 0,1$.

2.2. Расчет стандартных эллиптических крышек

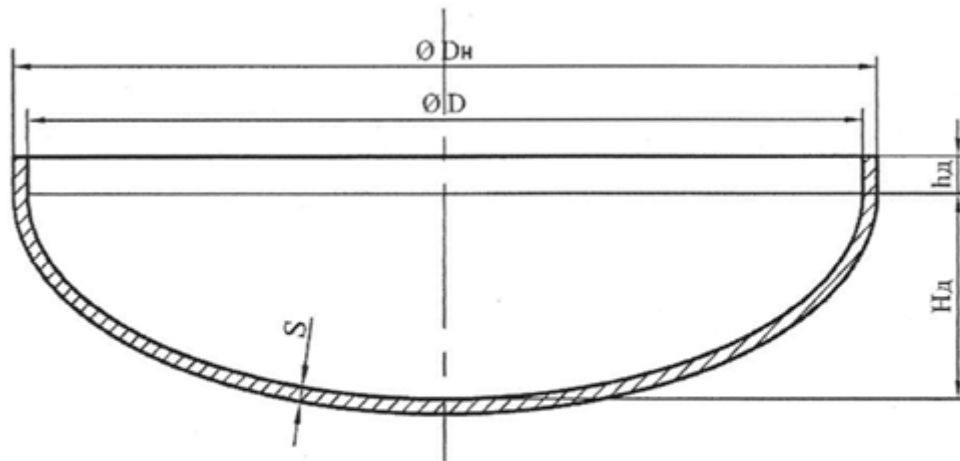


Рис. 2. 2.

Днище изготовлено из листового проката. Материал эллиптической крышки сталь 09Г2С.

Расчет эллиптического днища проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2-2007 [18, с.42] .

Допускаемые напряжения определяются по формулам (2.1) и (2.2):
в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40};$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.и} = \frac{\sigma_T 20}{1,1};$$

$$\sigma_{д.и.} = 255 \text{ МПа.}$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях определяется по формуле (2.3):

$$P_{и} = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р.}};$$

$$P_{и} = 2 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки эллиптического днища:

$$S_{э,р1} = 10,927 \text{ мм};$$

и

$$S_{э,р2} = \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.и.} - 0,5 \cdot P_{и}}; \quad (2.10)$$

$$S_{э,р2} = 11,16 \text{ мм};$$

$$S_{э.р.} = \max(S_{р1}; S_{р2}) = 11,16 \text{ мм.}$$

Исполнительная толщина стенки эллиптического днища рассчитывается по формуле (2.6):

$$S_{и.э.} = S_{э.р.} + c;$$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок (данные на основе конструкторских документов):

$$c = 2 \text{ мм};$$

$$S_{и.э.} = 13,16 \text{ мм.}$$

Примем толщину стенки эллиптического днища $S_{и.э.} = 14 \text{ мм.}$

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р.} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.р.} \cdot (S_{и.э.} - c)}{D + 0,5 \cdot (S_{и.э.} - c)} \quad (2.12)$$

$$P_{д.р.} = 1,718 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{д.р.}$ ($1,6 \text{ МПа} < 1,718 \text{ МПа}$) и $P_{и} < P_{д.и.}$ ($2 \text{ МПа} < 2,63 \text{ МПа}$). Тем

самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул $0,002 \leq (S_{н.э.} - c) / D \leq 0,1$:

$$\frac{S_{н.э.} - c}{D} = 5 \cdot 10^{-3}.$$

Условие применимости формул выполняется.

2.3. Расчет укрепления отверстий в оболочках

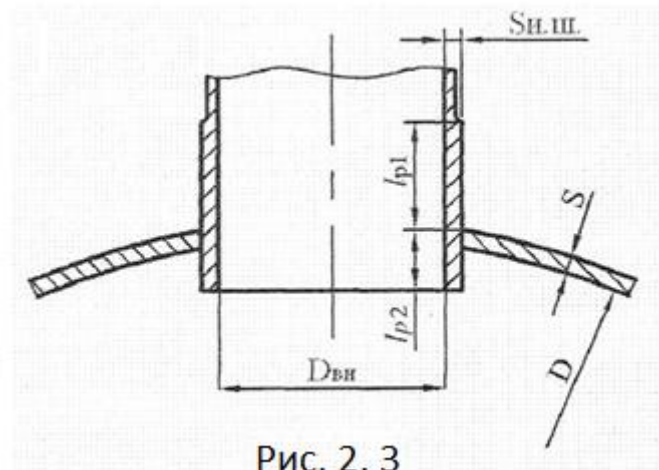


Рис. 2. 3

Внутренний диаметр оболочки:

$$D = 2200 \text{ мм};$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{н.ш.} = 14 \text{ мм};$$

Штуцер изготовлен из стали 09Г2С.

Расчетное давление:

$$P_p = 1,6 \text{ МПа};$$

Температура среды в аппарате:

$$T = 40^\circ \text{C};$$

Условный диаметр штуцера (данные на основе конструкторских документов):

$$D_{вн} = 500 \text{ мм};$$

Коэффициент прочности сварных швов:

$$\mu = 0,95;$$

Корпус обечайки изготовлен из листового проката:

$$\eta = 1.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C :

$$\sigma_{20} = 170 \text{ МПа};$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C :

$$\sigma_{40} = 166,3 \text{ МПа};$$

Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C : $\sigma_{Т20} = 280 \text{ МПа};$

Расчет укрепления отверстий проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.3-2007 [18, с.76]. Расчетный диаметр цилиндрической обечайки по центру укрепляемого отверстия:

$$D_p = D; \quad (2.13)$$

$$D_p = 2200 \text{ мм.}$$

Наибольший допускаемый диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{S_H - c}{S_p} \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_H - c)}; \quad (2.14)$$

$$d_0 = 491,497 \text{ мм.}$$

Штуцера с условным диаметром отверстий 25 мм, 50 мм, 150 мм, 200 мм, 300 мм и 400 мм (данные на основе конструкторских документов) проверки условия укрепления не требуют. Таким образом, проведем расчет укрепления отверстия для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Допускаемые напряжения:
в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р.} = \eta \cdot \sigma_{30};$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа.}$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.и.} = \frac{\sigma_{T20}}{1,1};$$

$$\sigma_{д.и.} = 255 \text{ МПа.}$$

Исполнительная толщина стенки штуцера:

$$S_{ш} = 1 \cdot S_H; \quad (2.15)$$

$$S_{ш} = 14 \text{ мм.}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента.

$$d_{0p} = 0,4 \cdot \sqrt{D \cdot (S_H - c)}; \quad (2.16)$$

$$d_{0p} = 64,99 \text{ мм.}$$

Давление при гидравлическом испытании рассчитывается по формуле (2.3):

$$P_H = 1,25 \cdot P_p \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р.}};$$

$$P_H = 2 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки штуцера определяется по формулам (2.4) и (2.5):

$$S_{1ш} = \frac{P_p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_p};$$

$$S_{1ш} = 10,334 \text{ мм};$$

и

$$S_{2ш} = \frac{P_H \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_H};$$

$$S_{2ш} = 11,19 \text{ мм};$$

$$S_{р.ш.} = \max(S_{1ш}; S_{2ш}) = 11,19 \text{ мм.}$$

Диаметр отверстия: $d = 528 \text{ мм.}$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия:

$$l_{p1} = 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (2.17)$$

$$l_{p1} = 200 \text{ мм};$$

$$l_{p2} = 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (2.18)$$

$$l_{p2} = 10 \text{ мм}$$

Так как штуцер и оболочка изготовлены из одного материала (сталь 09Г2С), то

$$\chi_1 = \frac{\sigma_{д.ШТУЦЕРА}}{\sigma_{д.ОБОЛОЧКИ}} = 1; \quad (2.19)$$

$$\chi_2 = \frac{\sigma_{д.УКРЕПЛ.КОЛЕЦ}}{\sigma_{д.ОБОЛОЧКИ}} = 1. \quad (2.20)$$

Расчетные толщины укрепляющих накладных колец: $S_{y.p.} = 8 \text{ мм}$

Расчетная длина образующей оболочки в зоне укрепления:

$$L = \sqrt{D_p \cdot (S_{y.p} + S_u - c)}; \quad (2.21)$$

$$L = 162,4808 \text{ мм}.$$

Условие укрепления:

$$a = [(l_{p1} + S_H - S_p - c) \cdot (S_{ш} + S_{p.ш} - c) + l_{p2} \cdot (S_{ш} - 2 \cdot c)] \cdot \chi_1 + L \cdot (\chi_2 \cdot S_{y.p} + S_H - S_p - c) = 977,967. \quad (2.22)$$

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_p = D_{BH} + 2 \cdot c; \quad (2.23)$$

$$d_p = 505,6 \text{ мм}.$$

$$w = 0,5 \cdot (d_p + d_{0p}) \cdot S_p; \quad (2.24)$$

$$w = 583,783.$$

Так как, $a \geq w$ условие укрепления выполняется.

Граница применения формул:

$$d_p / D \leq 1,0 \quad (2.25) \quad \text{и} \quad S_H / D \leq 0,1 \quad (2.26)$$

$$d_p / D = 0,175 \quad \text{и} \quad S_H / D = 3,077 \cdot 10^{-3}.$$

Формулы для расчета применимы.

Примем для штуцера стандартную трубу 530x12.

Расчет штуцеров с условным диаметром 50 мм, 150 мм, 200 мм, 250 мм, 300 мм и 500 мм сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1.

	условный диаметр, мм					
	50	150	200	250	300	500
Расчетная толщина стенки $S_p, \text{ мм}$	0,037	0,111	0,148	0,196	0,222	11,19
Исполнительная толщина стенки $S_H, \text{ мм}$	2,837	2,911	2,948	3,011	3,022	14
Принятая толщина, мм	5	7,5	6	6	7	12
Труба	60x5	165x7,5	219x6	259x6	327x7	530x12

Согласно ТУ 8351-076-00217298-96 штуцера в нефтегазосепараторе

принимаем равными:

А – вход нефтегазовой смеси,	$D=300\text{мм};$
Б – вход нефти,	$D=250\text{мм};$
Г – выход газа,	$D=150\text{мм};$
Д – выход нефти,	$D=250\text{мм};$
Е – для предохранительного клапана,	$D=200\text{мм};$
Ж – для дренажа,	$D=150\text{мм};$
Л – для пропарки,	$D=50\text{мм};$
С – люк –лаз,	$D=500\text{мм};$
Т – для очистки.	$D=300\text{мм};$

2.4. Расчёт фланцевых соединений

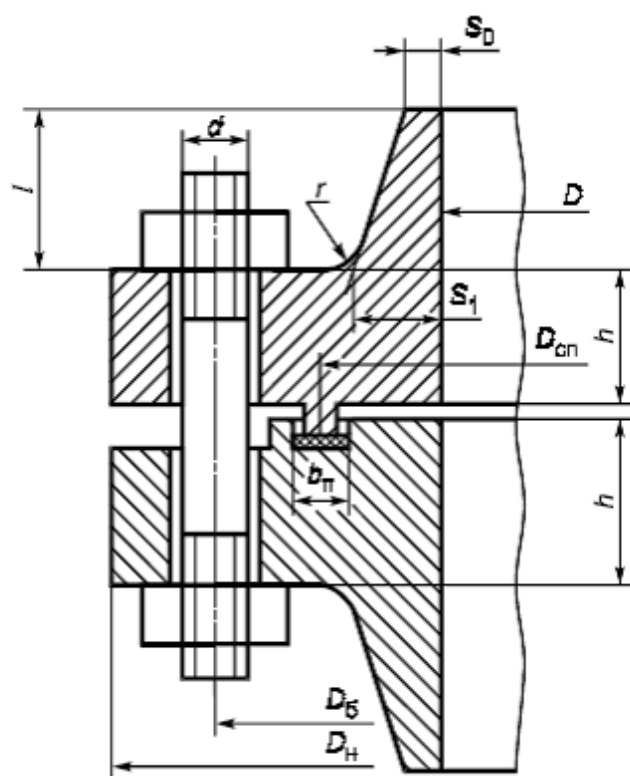


Рис. 2.4.

Т. к. среда пожароопасная, выбираем фланец шип-паз.

Расчет фланцев проведем для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Толщина стенки штуцера: $S = 14\text{мм};$

Расчетное давление: $P = 1,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ \text{C};$

Материал фланца – сталь 09Г2С, материал болтов – сталь 35Х. Фланцы неизолированные, приварные встык. Материал прокладки паронит по ГОСТ 481-80 толщиной $\geq 1 \text{ мм}.$

Коэффициент прочности сварных швов: $\mu = 0,95$

Основные параметры фланца по ГОСТ 1255-54[8,с.271]:

Внутренний диаметр штуцера: $D_{BH} = 510 \text{ мм};$

Наружный диаметр фланца [8,с.271]: $D_H = 595 \text{ мм};$

Диаметр болтовой окружности [8,с.271]: $D_\phi = 555 \text{ мм};$

Наружный диаметр прокладки [2,с.271]: $D_1 = 525 \text{ мм}$

Высота фланца [8,с.271]: $h_\phi = 22 \text{ мм};$

Диаметр шпилек [8,с.271]: $d = 20 \text{ мм};$

Количество болтов [8,с.271]: $n_\phi = 28;$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок: $c = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$

Расчет фланцев проводится в соответствии с ГОСТ 2007.

Средний диаметр прокладки:

Ширина прокладки [18,с.96]: $b = 12 \text{ мм};$

$$D_{c.n.} = D_1 - b; \quad (2.27)$$

$$D_{c.n.} = 513 \text{ мм}.$$

Равнодействующая внутреннего давления:

$$F_D = \frac{P \cdot \pi \cdot (D_{c.n.} \cdot 10^{-3})^2}{4}; \quad (2.28)$$

$$F_D = 0,04 \text{ МН}.$$

Реакция прокладки:

коэффициент, зависящий от материала и конструкции прокладки [18,с.98]:

$$\kappa_{пп} = 2,5;$$

эффективная ширина прокладки при $b < 15 \text{ мм}$ определяется как [18,с.97]:

$$b_0 = b \cdot 10^{-3}; \quad (2.29)$$

$$b_0 = 0,06 \text{ м}.$$

Тогда

$$R_{II} = \pi \cdot D_{C.II} \cdot b_0 \cdot \kappa_{II} \cdot P \cdot 10^{-3}; \quad (2.30)$$

$$R_{II} = 0,77 \text{ МН}.$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:

коэффициент линейного расширения материала фланцев и болтов [18, с.286]:

$$\alpha_\phi = 16,6 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C} \text{ и } \alpha_\delta = 13,1 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C},$$

расчетная температура неизолированных фланцев [18, с.92]:

$$t_\phi = 0,96 \cdot T; \quad (2.31)$$

$$t_\phi = 38,4^\circ\text{C}.$$

Расчетная температура шпилек:

$$\begin{aligned} t_\delta &= 0,95 \cdot T; \\ t_\delta &= 38,4^\circ\text{C}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Модуль упругости для болтов [18, с.284]: $E_\delta = 1,98 \cdot 10^5 \text{ МПа}.$

Расчетная площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы [18, с.98]: $f_\delta = 2,35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$

толщина прокладки: $h_{II} = 2 \text{ мм}.$

Диаметр отверстия под шпильку: $d_o = 23 \text{ мм}.$

Расчетная длина шпильки:

$$l_\delta = l_{\delta.o} + 0,28 \cdot d_o; \quad (2.33)$$

$$l_\delta = 455,878 \text{ мм}.$$

Податливости болтов, прокладки, фланца:

$$y_\delta = \frac{l_\delta}{E_\delta \cdot f_\delta \cdot n_\delta}; \quad (2.34)$$

$$y_\delta = 4,49 \cdot 10^{-4} \text{ м / МН}.$$

Примем толщину прокладки: $h_{II} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$

Модуль упругости прокладки [18, с.98]:

$$E_{II} = 2000 \text{ МПа}.$$

Коэффициент обжатия прокладки для паронит: $k_{II} = 1.$

$$y_{\Pi} = \frac{k_{\Pi} \cdot h_{\Pi}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{C.П.} \cdot b \cdot 10^{-6}}; \quad (2.35)$$

$$y_{\Pi} = 7,074 \cdot 10^{-5} \text{ м / МН.}$$

Дополнительные размеры [18,с.95] для определения коэффициента:

$$S_1 = 14 \text{ мм} \quad \text{и} \quad S_0 = 14 \text{ мм.}$$

Эквивалентная толщина втулки плоского приварного фланца:

$$S_{\text{эк}} = S_0 \cdot 10^{-3}; \quad (2.36)$$

$$S_{\text{эк}} = 0,008 \text{ м.}$$

$$\lambda_{\phi} = \frac{h \cdot 10^{-3}}{\sqrt{D_{\text{БН}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}}}; \quad (2.37)$$

$$\lambda_{\phi} = 0,384;$$

$$\psi_2 = \frac{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} + D_{\text{БН}} \cdot 10^{-3})}{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{БН}} \cdot 10^{-3})}; \quad (2.38)$$

$$\psi_2 = 7,56;$$

$$\psi_1 = 1,28 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{БН}} \cdot 10^{-3}} \right); \quad (2.39)$$

$$\psi_1 = 0,148;$$

$$\nu = \frac{1}{1 + 0,9 \lambda_{\phi} \cdot \left[1 + \psi_1 \cdot \frac{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2}{S_{\text{эк}}^2} \right]}; \quad (2.40)$$

$$\nu = 0,577.$$

Угловая податливость фланца:

модуль упругости фланца [18,с.285] для стали 09Г2С: $E = 1,97 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$

$$y_{\phi} = \frac{[1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}; \quad (2.41)$$

$$y_{\phi} = 0,796.$$

$$F_T = \frac{y_{\phi} \cdot n_{\phi} \cdot f_{\phi} \cdot E_{\phi} \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_{\phi} \cdot t_{\phi})}{y_n + y_{\phi} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\phi} \cdot 10^{-3} - D_{C.П.} \cdot 10^{-3})^2}; \quad (2.42)$$

$$F_T = 9,444 \cdot 10^{-3} \text{ МН.}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения:

$$k_{\text{жс}} = \frac{y_{\delta} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{ВН}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эж}}) \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{С.П.}} \cdot 10^{-3})}{y_{\Pi} + y_{\delta} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{С.П.}} \cdot 10^{-3})^2};$$

$$k_{\text{жс}} = 1,504. \quad (2.43)$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:
минимальное давление обжатия прокладки [18,с.98]: $P_{\text{ПП}} = 10 \text{ МПа}$.

$$F_{\delta 11} = k_{\text{жс}} \cdot F_{\text{Д}} + R_{\Pi}; \quad (2.44)$$

$$F_{\delta 11} = 0,342 \text{ МН}.$$

$$F_{\delta 12} = \pi \cdot D_{\text{С.П.}} \cdot b_0 \cdot P_{\text{ПП}} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}; \quad (2.45)$$

$$F_{\delta 12} = 0,306 \text{ МН}.$$

$$F_{\delta 1} = \max(F_{\delta 11}; F_{\delta 12}) = 0,342 \text{ МН}.$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{\delta 2} = F_{\delta 1} + (1 - k_{\text{жс}}) \cdot F_{\text{Д}} + F_{\text{T}}; \quad (2.46)$$

$$F_{\delta 2} = 0,449 \text{ МН}$$

$$M_{\delta 01} = 0,5 \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{С.П.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 1}; \quad (2.47)$$

$$M_{\delta 01} = 2,386 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18,с.11]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа}$;

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 30°C [18,с.11]: $\delta_{40} = 169 \text{ МПа}$.

$$M_{\delta 02} = 0,5 \cdot [(D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{С.П.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 2} + (D_{\text{С.П.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{ВН}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эж}}) \cdot F_{\text{Д}}] \cdot \frac{\delta_{20}}{\delta_{30}};$$

$$M_{\delta 02} = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}; \quad (2.48)$$

$$M_{\delta 0} = \max(M_{\delta 01}; M_{\delta 02}) = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Проверка прочности и герметичности соединения:

Условие прочности болтов при монтаже фланцевого соединения и в его рабочем состоянии:

допускаемое напряжение для материала болтов при 20°C [18,с.93]:

$$\delta_{\delta 20} = 230 \text{ МПа};$$

допускаемое напряжение для материала болтов при 40°C [18,с.93]:

$$\sigma_{Д40} = 230 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{Д30} = 230 \text{ МПа.} \quad (2.49) \quad \text{и} \quad \frac{F_{\delta 2}}{\eta_{\delta} \cdot f_{\delta}} < \sigma_{Д30}$$

$$\frac{F_{\delta 1}}{\eta_{\delta} \cdot f_{\delta}} = 28,199 \quad \text{и} \quad \frac{F_{\delta 2}}{\eta_{\delta} \cdot f_{\delta}} = 25,384.$$

Условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности неметаллической прокладки из паронита:

допускаемое давление обжатия [18, с.98]: $P_{Д} = 40 \text{ МПа.}$

$$\frac{F_{\delta \max}}{\pi \cdot D_{С.П.} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} < P_{Д}; \quad (2.50)$$

$$F_{\delta \max} = \max(F_{\delta 1}; F_{\delta 2}) = 0,106 \text{ МН}$$

$$\frac{F_{\delta \max}}{\pi \cdot D_{С.П.} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 5$$

Условие прочности прокладки выполняется.

Безразмерный параметр:

$$T_{\phi} = \frac{(D_{н} \cdot 10^{-3})^2 \cdot \left(1 + 8,55 \cdot \log \left(\frac{D_{н} \cdot 10^{-3}}{D_{вн} \cdot 10^{-3}} \right)\right) - (D_{вн} \cdot 10^{-3})^2}{\left[1,05 \cdot (D_{вн} \cdot 10^{-3})^2 + 1,945 \cdot (D_{н} \cdot 10^{-3})^2\right] \cdot \left[\frac{D_{н} \cdot 10^{-3}}{D_{вн} \cdot 10^{-3}} - 1\right]}; \quad (2.51)$$

$$T_{\phi} = 1,794 \text{ МПа.}$$

Максимальное напряжение в сечении, ограниченном размером S_o :

Так как у плоского приварного фланца втулка цилиндрическая,

$$S_1 / S_o = 1, D_y > 20S_1 (0,4 > 20 \cdot 0,008 = 0,16), \text{ то: } f_{\phi} = 1.$$

$$\sigma_o = f_{\phi} \cdot \frac{T_{\phi} \cdot M_o \cdot \nu}{D_{ВН} \cdot 10^{-3} \cdot (S_1 \cdot 10^{-3} - c)^2}; \quad (2.52)$$

$$\sigma_o = 261,878 \text{ МПа.}$$

Окружное усилие в кольце фланца:

$$\sigma_k = \frac{M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{вн} \cdot 10^{-3}}; \quad (2.53)$$

$$\sigma_k = 23,85 \text{ МПа.}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:

тангенциальное:

$$\sigma_t = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (2.54)$$

$$\sigma_t = 9,856 \text{ МПа.}$$

меридиональное:

$$\sigma_m = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{4 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (2.55)$$

$$\sigma_m = 4,928 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 :

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2 - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t} < \mu \cdot \sigma_{D0}; \quad (2.56)$$

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2 - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t} = 262,017.$$

$$\sigma_{D0} = 0,003 \cdot E; \quad (2.57)$$

$$\sigma_{D0} = 597 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 выполняется.

Условие герметичности, определяемое углом поворота фланца:

Допускаемый угол поворота приварного в стык фланца при $D_y = 500 < 2000 \text{ мм}$:

$$\Theta_D = 0,009 \text{ рад.}$$

Условие герметичности:

$$\Theta < \Theta_D.$$

$$\Theta = \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{BH} \cdot 10^{-3}}{h_\phi \cdot 10^{-3}}; \quad (2.58)$$

$$\Theta = 2,234 \cdot 10^{-3} \text{ рад.}$$

Условие герметичности выполняется.

Расчет фланцев с условным диаметром 150мм, 200мм, 250мм, 300мм, и 500мм сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2.

	Корпус				
	условный диаметр, мм				
	150	200	250	300	500
Болтовая нагрузка:					
1. В условиях монтажа;	0,097 МН	0,146 МН	0,146 МН	0,195 МН	0,342 МН
2. В рабочих условиях.	0,104 МН	0,155 МН	0,157 МН	0,21 МН	0,449 МН
Реакция прокладки в рабочих условиях	0,024 МН	0,032 МН	0,039 МН	0,047 МН	0,077 МН
Напряжение в кольце фланца	1,851 МПа	1,113 МПа	1,025 МПа	1,019 МПа	1,05 МПа
Нагрузка от внутреннего избыточного давления	0,033 МН	0,056 МН	0,086 МН	0,123 МН	0,33 МН

2.5 Расчёт седловой опоры.

Аппарат расположен горизонтально, для этого подбираем седлообразные опоры.

Вес аппарата $G = 104730$ Н.

Определяем нагрузку на каждую опору:

$$P_a = P_b = 0,5 \cdot G = 0,5 \cdot 104730 = 52369 \text{ Н}$$

Найдём приведённую длину аппарата:

$$L_{пр} = L_k + 2 L_d ;$$

L_k – длина днища, приведённую к цилиндрической части корпуса; 0,45 м.

L_d – длина цилиндрической части корпуса; 8,5 м.

$$L_{\text{пр}} = 9,4 \text{ м.}$$

Рассчитываем изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 0,0215 \cdot G \cdot L_{\text{пр}};$$

$$M_{\text{и}} = 21165,933 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Найдём напряжение на изгиб в корпусе от тяжести:

$$\sigma_{\text{и}} = M_{\text{и}} / 0,8 \cdot D_{\text{в}}^2 \cdot (S - C_{\text{к}});$$

S - толщина стенки аппарата, 14 мм;

$C_{\text{к}}$ - поправочный коэффициент на коррозию, 8 мм;

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр корпуса, 2200 мм.

$$\sigma_{\text{и}} = 414121,8421 \text{ Н} \cdot \text{м}^2;$$

Вес заполненного аппарата водой:

$$G = 464730 \text{ Н};$$

Отсюда изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 93921,933 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Находим напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{и}} = 1837628,604 = 1,837628604 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_{\text{и}}] < [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

Поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры:

$$b = 0,2 \cdot D_{\text{в}};$$

$$b = 0,44 \text{ м.}$$

Находим момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой:

$$W = [b + 8 \cdot (S - C_{\text{к}})] \cdot (S - C_{\text{к}})^2 / 6;$$

$$W = 370 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Находим напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры:

$$\sigma_{\text{и}} = 0,02 \cdot P_{\text{б}} \cdot D_{\text{н}} / W;$$

$$\sigma_{\text{и}} = 28 \text{ Н} / \text{м}^2;$$

$$[\sigma_{\text{и}}] > [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

3. Экономическая часть

3.1 Расчет производственной мощности

Расчет производственной мощности для непрерывного производства

$$M = P_{\text{ТЕХН}} \cdot T_{\text{ЭФФ.Г}} \cdot n, (3.1)$$

где: М - производственная мощность, м³/ч; P_{ТЕХН} - техническая норма производительности; n - количество единиц оборудования;

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ППР}}, (3.2)$$

где: T_{КАЛ} - календарный фонд работы оборудования, T_{КАЛ} = 8760 ч;

T_{ППР} - время на ремонтные простои, T_{ППР} = 1860ч (см. табл. 3.8);

По формуле (10.2) находим эффективное время работы оборудования:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = 8760 - 1860 = 6900 \text{ ч}$$

$$M = 6900 \cdot 0.15 \cdot 2 = 2070 (\text{тыс.м}^3)$$

Коэффициент экстенсивности:

Он характеризуется использованием основного оборудования по времени:

$$K_{\text{ЭКСТ}} = \frac{T_{\text{ЭФФ.Г}}}{T_{\text{КАЛ}}} = \frac{6900}{8760} = 0.79 (3.3)$$

Коэффициент интенсивности:

Характеризует использование оборудования по производительности.

$$K_{\text{ИНТ}} = \frac{P_{\text{ФАКТ}} \cdot K_{\text{Р}}}{P_{\text{ТЕХН}} \cdot K_{\text{УСТ}}} = \frac{150 \cdot 26}{150 \cdot 26} = 1 (3.4)$$

где: P_{ФАКТ} - фактическая производительность, P_{ФАКТ} = 150 м³/ч;

P_{ТЕХН} - техническая норма производительности, P_{ТЕХН} = 150 м³/ч;

K_Р - количество работающего оборудования;

K_{УСТ} - количество установленного оборудования.

Коэффициент мощности:

$$K_{\text{М}} = K_{\text{ИНТ}} \cdot K_{\text{ЭКСТ}} = 0.79 \cdot 1 = 0.79 (3.5)$$

Годовая программа выпуска:

$$N_{\text{ГОД}} = K \cdot M (3.6)$$

где: K_m - коэффициент мощности, $K_m = 0,79$;

$$N_{год} = 2070 \cdot 0,79 = 1635,3 \text{ тыс. м}^3/\text{год.}$$

3.2 Режим работы персонала

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) работает непрерывно, бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырех бригадным. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г - условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00 до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 25 числа по 9 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 10 числа по 24 число.

График двухсменного четырех бригадного режима работы приведен в таблице 3.9.

Штатное расписание ЦППН приведено в таблице 3.10.

Для эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется:

$$T_{эфф.раб} = T_{кал} - T_{вых} - T_{пл.пот} \quad (3.7)$$

где: $T_{кал}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, ч;

$T_{пл.пот}$ - время плановых потерь, ч.;

$T_{вых}$ - число нерабочих часов в выходные дни, ч.

На производстве организованы две вахты по 2 смены каждая. Каждая смена работает 12 часов с компенсацией за работу в выходные дни. Это достигается применением четырех бригадного графика сменности.

Длительность сменоборота:

$$T_{см.об} = a \cdot в \quad (3.8)$$

где: $T_{см.об}$ - длительность сменоборота, дней;

a - количество бригад;

в - число дней, в течении которых бригада работает в одну смену.

Количество выходных дней:

Дни в течении которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{ВЫХ}} = \frac{T_{\text{КАЛ}} \cdot n}{T_{\text{СМ.ОБ}}} \quad (3.9)$$

где: $T_{\text{ВЫХ}}$ - количество выходных дней;

$T_{\text{КАЛ}}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего;

$T_{\text{СМ.ОБ}}$ - длительность сменоборота;

n - количество выходных дней за сменоборот.

Одна смена работает 15 дней, один день залета, один день вылета.

$$T_{\text{ВЫХ}} = \frac{365 \cdot 3}{8} = 137$$

Продолжительность рабочих смен в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{РАБ.СМ}} = t_{\text{СМ}} - t_{\text{ВЫХ}} \quad (3.10)$$

где: $t_{\text{СМ}}$ - продолжительность рабочих смен в сменобороте;

$t_{\text{ВЫХ}}$ - количество выходных дней.

$$T_{\text{РАБ.СМ}} = 8 - 3 = 5$$

Номинальный фонд рабочего времени:

$$T_{\text{РАБ}} = \frac{T_{\text{КАЛ}} \cdot T_{\text{РАБ.СМ}}}{t_{\text{СМ}}} = \frac{365 \cdot 5}{8} = 228 \quad (3.11)$$

Таблица 3.1. Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего.

№	Показатели	Дней	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени, $T_{\text{КАЛ}}$	365	4380
2	Выходные дни, $T_{\text{ВЫХ}}$	137	1644
3	Номинальный фонд рабочего времени, $T_{\text{РАБ}}$	228	2736
4	Очередные и дополнительные отпуска	45	540
5	Эффективный фонд рабочего времени	183	2196

Находимое количество производственного персонала работающего посменно приведено в таблице 3.10.

3.3 Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении (НГДУ Васюганнефть) оплата труда рабочих повременно-премиальная, на основе часовых тарифных ставок,

установленных и утвержденных на предприятии, присвоенных квалификационных разрядов (семнадцатиразрядная сетка) и фактически отработанного времени.

Труд руководителей, специалистов и служащих оплачивается согласно установленной разрядной таблицы за фактически отработанное время.

Рабочим руководителям и специалистам работа в ночное время оплачивается в повышенном размере на 40% и в вечернее время на 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 10% за тяжелые условия труда.

На месторождении выплачивается надбавка в размере 75% взамен суточных.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам - в размере двойной часовой тарифной ставки.

Тарифный фонд заработной платы рассчитывается на основе тарифной сетки (таблица 3.10).

Для примера приведен расчет месячной заработной платы оператора обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН четвёртого разряда.

Заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{ОСН} = Z_{ТАР} + D_{НОЧ} + D_{ПРАЗД} + D_{ПРЕМ} + D_{Р.К.} + D_{УСЛ.ТР.} \quad (3.15)$$

где: $Z_{ТАР}$ - тарифная ЗП, руб.;

$D_{НОЧ}$ - доплата за работу в ночное время, руб.;

$D_{ПРАЗД}$ - доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$D_{ПРЕМ}$ - премиальная ЗП, руб.;

$D_{Р.К.}$ - районный коэффициент, руб.;

$D_{УСЛ.ТР.}$ - компенсационная доплата за условия труда, руб.

Расчет годового фонда ЗП всех работающих в ЦППН представлен в таблице 3.2.

3.4 Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется нефть, поступающая из скважин и дожимной насосной станции. В таблице 3.11 приведена структура основных производственных фондов ЦППН.

Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на месяц на примере установки блочной сепарационной.

$$A_p = H_a \cdot \Phi_{\text{восст}} / 100, (3.24)$$

где: H_a - норма амортизационных отчислений, %. Для установки блочной сепарационной $H_a = 10 \%$;

$\Phi_{\text{восст}}$ - полная восстановительная стоимость УБС, руб. $\Phi_{\text{восст}} = 1200000$ руб.

$$A_p = 10 \cdot 1200000 / 100 = 120000 (\text{руб.})$$

Сумма месячных амортизационных отчислений установки блочной сепарационной составляет:

$$A_{PM} = A_p / 12, (3.25)$$

$$A_{PM} = 120000 / 12 = 10000 (\text{руб.})$$

Аналогично рассчитывается сумма месячных амортизационных отчислений для любых видов основных средств с учетом их норм амортизации и полной восстановительной стоимости.

3.5 Расчет себестоимости

Расчет себестоимости на $N_{\text{год}}$ приведен в таблице 3.12.1

Общезаводской расход составляет 27% к цеховой себестоимости.

Коммерческий расход составляет 12% к заводской себестоимости.

Внутривзаводское перемещение грузов-4-5% от стоимости оборудования.

Постоянные затраты

Затраты, которые не меняются от изменения объема выпускаемой продукции (арендная плата за помещение, амортизация основных производственных средств, износ нематериальных производственных средств и т.д.). По таблице 3.12.1 находим постоянные затраты, пункты 2-4.9 = 90694204 руб.

Переменные затраты

Затраты, которые изменяются от объема производства. Из таблицы 3.12.1 переменные затраты составляют 1 пункт = 23678787 руб. и пункт 5=1585850руб.

$$З_{\text{пер}} = 23678787 + 1585850 = 25264637 \text{ руб.}$$

Налоги:

1). Налог на имущество - 2% от зданий и сооружений (таблица 3.11)

$$H_{\text{им}} = 0.02 \cdot 105119901 = 2102398 \text{ руб.}$$

2). Налог на содержание жилищного фонда - 1,5 %

$$H_{ж.ф.} = 0.015 \cdot B \quad (3.26)$$

Принимаем цену на нефть за 1 м³ 1000 рублей, что в 7.7 раз меньше, чем на мировом рынке.

$$B = C \cdot N_{год}, \quad (3.28)$$

где: $N_{год}$ – выпуск продукции за год, млн. м³.

$$B = 1000 \cdot 1635300 = 1635300000 \text{ руб.}$$

$$H_{ж.ф.} = 0.015 \cdot 1635300000 = 24529500 \text{ руб.}$$

3). Налог на доходы:

$$H_d = 0.24 \cdot ПР \quad (3.29)$$

где: H_d - налог на доходы; ПР - прибыль, руб.;

$$ПР = B - C_{сб} \quad (3.30)$$

где: В - выручка, руб.;

$C_{сб}$ - себестоимость, руб.

$$ПР = 1635300000 - 135483046.8 = 1499816953 \text{ руб.}$$

$$H_d = 0.24 \cdot 1499816953 = 359956068 \text{ руб.}$$

Таблица 3.3.1 Поток реальных денег за год.

№	Показатели	За год
1	Объем выпуска продукции, м ³ .	1308240
2	Цена за 1 м ³ , руб.	1000
3	Выручка от реализации, руб.	1308240000
4	Переменные затраты, руб.	34421445,44
5	Постоянные затраты, руб.	91843498
6	Амортизация зданий, руб.	3661053
7	Амортизация оборудования, руб.	2148752
8	Прибыль до вычета налогов, руб.	1499816953
9	Налоги и сборы, руб.	386587966
10	Чистая прибыль, руб.	898301056
11	Амортизация, руб.	5809805
12	Чистый поток от операционной деятельности, руб.	1119038792

Расчет себестоимости на $N_{2\text{год}}$ приведен в таблице 3.12.

Общезаводской расход составляет 27% к цеховой себестоимости.

Коммерческий расход составляет 12% к заводской себестоимости.

Внутризаводское перемещение грузов-4-5% от стоимости оборудования.

Постоянные затраты

Затраты, которые не меняются от изменения объема выпускаемой продукции (арендная плата за помещение, амортизация основных производственных средств, износ нематериальных производственных средств и т.д.). По таблице 3.12 постоянные затраты, пункты 2-4.9 = 90694204 руб.

Переменные затраты

Затраты, которые изменяются от объема производства. Из таблицы 3.12 переменные затраты составляют 1 пункт = 43026786.8 руб. и пункт 5=1762056 руб.

$$З_{\text{ПЕР}} = 43026786.8 + 1762056 = 44788842.8 \text{ руб.}$$

Налоги:

1). Налог на имущество - 2% от зданий и сооружений (таблица 3.11)

$$H_{\text{ИМ}} = 0.02 \cdot 105119901 = 2102398 \text{ руб.}$$

2). Налог на содержание жилищного фонда - 1,5 %

$$H_{\text{Ж.Ф.}} = 0.015 \cdot B \quad (3.26)$$

Принимаем цену на нефть за 1 м³ 1000 рублей, что в 7.7 раз меньше, чем на мировом рынке.

$$B = C \cdot N_{\text{ГОД}}, \quad (3.28)$$

где: $N_{\text{ГОД}}$ – выпуск продукции за год, млн. м³.

$$B = 1000 \cdot 1635300 = 1635300000 \text{ руб.}$$

$$H_{\text{Ж.Ф.}} = 0.015 \cdot 1635300000 = 24529500 \text{ руб.}$$

3). Налог на доходы:

$$H_{\text{Д}} = 0.24 \cdot \text{ПР} \quad (3.29)$$

где: $H_{\text{Д}}$ - налог на доходы; ПР - прибыль, руб.;

$$ПР = В - C_{СЕБ} \quad (3.30)$$

где: В - выручка, руб.;

$C_{СЕБ}$ - себестоимость, руб.

$$ПР = 1635300000 - 135483046.8 = 1499816953 \text{ руб.}$$

$$H_{д} = 0.24 \cdot 1499816953 = 359956068 \text{ руб.}$$

Таблица 3.3 Поток реальных денег за год.

№	Показатели	За год
1	Объем выпуска продукции, м ³ .	1635300
2	Цена за 1 м ³ , руб.	1000
3	Выручка от реализации, руб.	1635300000
4	Переменные затраты, руб.	44788842.8
5	Постоянные затраты, руб.	90694204
6	Амортизация зданий, руб.	3661053
7	Амортизация оборудования, руб.	2148752
8	Прибыль до вычета налогов, руб.	1499816953
9	Налоги и сборы, руб.	386587966
10	Чистая прибыль, руб.	1113228987
11	Амортизация, руб.	5809805
12	Чистый поток от операционной деятельности, руб.	1119038792

3.6 Расчет технико-экономических показателей

1). Фондоотдача

$$\Phi_o = B / C_{ОСН}, \quad (3.31)$$

где: В - объем выручки от реализации, руб.;

$C_{ОСН}$ - среднегодовая стоимость ОПФ, руб., (таблица 3.11)

$$\Phi_o = 1635300000 / 160511343 = 10.8 \text{ руб.}$$

2). Фондоемкость:

$$\Phi_E = C_{ОСН} / B, \quad (3.32)$$

$$\Phi_E = 160511343 / 1635300000 = 0.1 \text{ руб.}$$

3). Фондовооруженность:

$$\Phi_B = C_{ОСН} / H_{СП}, \quad (3.33)$$

$H_{СП}$ - списочная численность работников, человек.

$$\Phi_B = 160511343 / 201 = 798563.9 \text{ руб.}$$

4). Уровень рентабельности

$$P = \frac{ПР}{С} \cdot 100\%, (3.34)$$

где: ПР - прибыль от реализации продукции, руб.;
С - себестоимость товарной продукции, руб.

$$P = \frac{1499816953}{135483046.8} \cdot 100\% = 845\%$$

5). Производительность труда

$$П_{ПРТ} = N_{ГОД} / H_{СП}, (3.35)$$

где $N_{ГОД}$ - выпуск продукции за год, м³ / год;

$$П_{ПРТ} = 1635300 / 201 = 8135.82 \text{ м}^3/\text{год}$$

3.7 Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности производится на основании сопоставления выпуска продукции, ее себестоимости, постоянных затратах, оптовой цены.

Таблица 3.4

№	Показатель	Руб.
1	Выручка от реализации продукции	1635300000
2	Себестоимость продукции (суммарные издержки)	135483046.8
3	Прибыль	1499816953
4	Сумма переменных затрат	44788842.8
5	Сумма постоянных затрат	90694204

Аналитический способ безубыточного объема продаж более удобен по сравнению с графическим, т.к. более точный.

Безубыточный объем реализации:

$$T = K \cdot H / Д_m, (3.36)$$

где: К - количество проданной продукции, м ;

Н - постоянные затраты, руб.;

$Д_m$ - маржинальный доход, руб.;

$$Д_m = В - Р_{П}, (3.37)$$

где: В - выручка, руб.;

$Р_{П}$ - переменные затраты, руб.;

$$Д_m = 1635300000 - 44788842.8 = 1590511157 \text{ руб.}$$

$$T = 1635300 \cdot 90694204 / 1590511157 = 93248 \text{ м}^3.$$

В денежном измерении точка безубыточного объема продаж равна:

$$T_{\text{ДЕН}} = T \cdot C_{\text{ПР}}, \quad (3.38)$$

где: $C_{\text{ПР}}$ - цена продаж за 1 м³;

$$T_{\text{ДЕН}} = 93248 \cdot 1000 = 93248155 \text{ руб.}$$

Наименование категорий работников	Численность, чел	тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд, руб.	Премия, руб. (80%)	Доплата за работу в ночную смену, руб. (40%)	Доплата за работу в праздничные дни, руб	Доплата за работу в вечернее время, руб (20%)	Доплата за тяжелые условия труда, руб (10%)	Основная зарплата, руб.	Дополнительный фонд зарплаты, руб. (10%)	Общий годовой фонд зарплаты, руб	Общий годовой фонд зарплаты с учетом районного коэффициента (K =1,5), руб
	$З_{Т.СТ}$	$З_{ТАР} = Ч \cdot З_{Т.СТ} \cdot Т_{ЭФ, РАБ}$	$Д_{ПРЕМ} = З_{ТАР} \cdot 0,3$	$Д_{НВ} = З_{ТАР} \cdot 0,4$	$Д_{ПР} = Ч \cdot З_{Т.СТ} \cdot Т_{ПР} \cdot 2$	$Д_{ВВ} = З_{ТАР} \cdot 0,2$	$Д_{ВР,У} = З_{ТАР} \cdot 0,1$	$З_{ОСН} = З_{ТАР} + \Sigma Д$	$З_{ДОП} = З_{ОСН} \cdot 0,1$	$З_{ОБЩ} = З_{ОСН} + З_{ДОП}$	$З_{ОБЩ} \cdot K$	
Основные рабочие												
Инженерно – технические работники (ИТР)	67	250,00	36783000	29426400	14713200	1206000	7356600	3678300	93163500	9316350	102479850	153719775
Основные рабочие (ОР)	40	180,00	15811200	12648960	6324480	518400	3162240	1581120	42143580	4214358	51459930	77189895
Вспомогательные рабочие (ВСР)	80	140,00	24595200	19676160	9838080	806400	4919040	2459520	63513180	6351318	72829530	109244295
Младший обслуживающий персонал (МОП)	14	100,00	3074400	2459520	-	100800	614880	307440	9927900	992790	19244250	28866375
ИТОГО	201	670,00	80263800	329048640	30875760	2631600	16052760	8026380	208748160	20874816	246013560	369020340

Таблица 3.2. Фонд заработной платы.

Таблица 3.8. Годовой график ППР и ТО оборудования.

Наименование оборудования	Нормативы ресурса между ремонтами			Нормативы простоя в ремонте и ТО			График ремонта и ТО												Годовой простой в ремонте и ТО, ч.	ГФ рабочего времени, ч.
	Т	Т _{ув}	К _{ум}	Т	Т _{ув}	К _{ум}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Установка блочная сепарационная	2160	4320	8640	260	600	1000			К			Т			Т			Т	1860	6900
Нефтегазосепаратор	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			К			Т			Т			1860	6900
Конечная сепарационная установка	2160	4320	8640	260	600	1000		Т			К			Т			Т		1860	6900
Печи подогрева нефти	2160	4320	8640	260	600	1000			Т			К			Т			Т	1860	6900
Газосепаратор	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			Т			К			Т			1860	6900
Установка сепарационная трубная наклонная	2160	4320	8640	260	600	1000		Т			Т			К			Т		1860	6900
Отстойники	2160	4320	8640	260	600	1000			Т			Т			К			Т	1860	6900
Насосы	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			Т			Т			К			1860	6900

Таблица 3.9. График режима работы смен

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
А									7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7							
Б									7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7							
В	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7													7	12	12	12	12	12	12	12	12
Г	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7													7	12	12	12	12	12	12	12	12

Таблица 3.10. Штатное расписание ЦППН.

Наименование должности, профессии	Категория	Кол. штат. ед.
1	2	3
<i>Руководство:</i>		
1. Начальник ЦППН.	ИТР	1
2. Главный инженер.	ИТР	1
3. Зам. начальника по сбору.	ИТР	1
4. Зам. начальника по сбору и транспорту нефти.	ИТР	1
5. Референт – переводчик.	ИТР	6
Итого по руководству		10
<i>Группа ОТ, ПБ и экологии:</i>		
6. Зам. главного инженера.	ИТР	1
7. Инженер по ТБ и экологии 1 категории.	ИТР	1
8. Инженер по ГО и ЧС 2 категории.	ИТР	1
Итого по группе ОТ, ПБ и экологии		3
<i>Газоспасательная станция:</i>		
9. Начальник ГСС.	ИТР	2
10. Командир отделения.	ИТР	4
Итого по ГСС		6
<i>Производственно – диспетчерская служба:</i>		
11. Оператор пульта управления.	ОР	4
12. Начальник службы.	ИТР	2
13. Начальник смены.	ИТР	4
14. Инженер ЭВМ 1 категории.	ИТР	2
15. Инженер программист 1 категории.	ИТР	2
Итого по производственно – диспетчерской службе		14

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3
Участок подготовки нефти:		
16. Начальник участка.	ИТР	2
17. Ведущий инженер.	ИТР	2
18. Инженер технолог 1 категории.	ИТР	2
19. Инженер – механик 1 категории.	ИТР	2
20. Оператор ООУ.	ОР	6
21. Оператор ООУ.	ОР	8
22. Оператор товарный.	ОР	6
23. Машинист технологического компрессора.	ОР	8
Итого по участку подготовки нефти		36
Химико-аналитическая лаборатория:		
24. Зав. лабораторией.	ИТР	2
25. Лаборант химического анализа.	ВСП	10
Итого по химико-аналитической лаборатории		12
Энерго-механическая служба:		
26. Начальник службы.	ИТР	2
27. Главный энергетик.	ИТР	2
28. Старший мастер по защите трубопроводов от коррозии.	ИТР	2
Итого по энерго-механической службе		6
Участок энергосредств:		
29. Инженер – энергетик.	ИТР	2
Итого по участку энергосредств		2
Электротехнический участок:		
30. Мастер.	ИТР	2
31. Старший мастер.	ИТР	2
32. Электрослесарь по ремонту оборудования.	ВСП	6
Итого по электротехническому участку		10

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3
Участок КИПиА, связи:		
33. Начальник участка.	ИТР	2
34. Ведущий инженер – метролог.	ИТР	2
35. Мастер КА и Т.	ИТР	2
36. Мастер КИПиА, связи.	ИТР	2
37. Наладчик КИПиА.	ВСП	8
38. Слесарь КИПиА.	ВСП	6
Итого по участку КИПиА, связи		22
База производственного оборудования:		
39. Начальник БПО.	ИТР	2
Участок по ремонту оборудования:		
40. Начальник участка.	ИТР	2
41. Слесарь по ремонту ТУ.	ВСП	10
42. Слесарь по ремонту электрооборудования.	ВСП	4
43. Электрогазосварщик.	ВСП	2
44. Токарь.	ВСП	2
Итого по участку по ремонту оборудования		20
45. Мастер по ремонту ТУ.	ВСП	2
46. Мастер по ремонту электрооборудования.	ВСП	4
Итого по участку производственного оборудования		6
Транспортный участок:		
47. Старший механик.	ИТР	2
48. Водитель.	МОП	2
49. Машинист автокрана.	ОР	2
50. Инженер 2 категории.	ИТР	2
51. Грузчик.	МОП	2

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3
52. Стропальщик.	МОП	2
53. Кладовщик.	МОП	2
54. Уборщик производственных помещений.	МОП	4
55. Уборщик служебных помещений.	МОП	2
Итого по транспортному участку		20
Участок пароводоснабжения:		
56. Оператор ТУ.	ОР	2
57. Слесарь – сантехник.	ВСП	4
58. Машинист насосных установок.	ОР	4
Итого по участку пароводоснабжения		10
Газоспасательная служба:		
59. Газоспасатель – водитель.	ВСП	8
60. Газоспасатель 2 класса.	ВСП	8
61. Газоспасатель 1 класса.	ВСП	6
Итого по газоспасательной службе		22
Итого по ЦППН		201

Таблица 3.11. Структура основных производственных фондов.

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ, руб.	% к общей стоимости ОПФ, %	Н _а , %	Текущий ремонт, %	Капитальный ремонт, %
1	Здания	93512078	58.25	4	3.2	6.3
2	Сооружения	11607823	7.23	4	3.2	6.3
3	Передаточное устройство	10135956	6.3	14	6.3	8.2
4	Машины и оборудование	32744688	20.4	12	6.3	8.2
5	Приборы КИПиА	2789447	1.73	11	6.3	8.2
6	Инструменты и инвентарь	9721351	6.05	14	6.3	8.2
7	Итого	160511343	100			

Таблица 3.12. Калькуляция себестоимости товарной нефти $N_{\text{год}} = 1635300 \text{ м}^3/\text{год}$.

Статьи калькуляции	Ед. изм.	Цена за ед., руб.	Сумма на ед. прод., руб.	Выпуск, тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	Ед. на выпуск	Сумма на выпуск
1	2	3	4	5	6	7
1.1 Сырье и материалы						
1.1.1 Аллюиносиликат	Тн	1050	0.0131	1635.3	20.5	21525
1.1.2 Метанол	Тн	600	0.0387	1635.3	105.65	63360
1.1.3 Термолан	Тн	830	0.0124	1635.3	24.53	20359.9
1.1.4 Ингибитор ИКБ – 2-2	Тн	165	0.0033	1635.3	5.42	894.3
1.1.5 Кемеликс	Тн	890	0.62	1635.3	1144.23	1018364.7
1.2 Энергоресурсы						
1.2.1 Электроэнергия	тыс. кВт	234	4.07	1635.3	28487	6665958
1.2.2 Пар собственный	ГКал	84	12.38	1635.3	241000	20244000
1.2.3 Азот	м^3	228.75	0.44	1635.3	3164	723765
1.2.4 Газ природный	м^3	311.75	5.32	1635.3	27889	8694395.7
1.2.5 Дем. вода	м^3	6182	3.02	1635.3	797.6	4930763.2
1.2.6 Сжатый воздух	м^3	73.7	0.39	1635.3	8730	643401
Итого сырья и материалов						43026786.8

Продолжение таблицы 3.12.

1	2	4	5	6	7
2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования					
2.1 Амортизационные отчисления от произв. оборудования	Руб.	1.31	1635.3		2148752
2.2 Эксплуатация оборудования					
2.2.1 ЗП (основная и дополнительная) основных рабочих	Руб.	3.48	1635.3		5693700
2.2.2 Отчисления на социальные нужды от ЗП основных раб.	Руб.	0.91	1635.3		1480362
2.2.3 ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	7.28	1635.3		11909772
2.2.4 Отчисления от ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	1.89	1635.3		3096540
2.3 Текущий ремонт оборудования	Руб.	0.69	1635.3		1143252
2.4 Капитальный ремонт оборудования	Руб.	1.05	1635.3		1725648
2.5 Внутризаводское перемещение грузов	Руб.	0.087	1635.3		143211
2.6 Износ малоценных и быстро изнашиваемых инструментов	Руб.	0.16	1635.3		263540
2.7 Прочие расходы	Руб.	0.17	1635.3		289358
3 Цеховые расходы					
3.1 ЗП инженерно – технических работников	Руб.	10.67	1635.3		17455236
3.2 Отчисления от ЗП ИТР	Руб.	2.775	1635.3		4538361
3.3 Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.045	1635.3		74653
3.4 Содержание зданий, сооружений и инвентаря					
3.4.1 ЗП младшего обслуживающего персонала	Руб.	0.846	1635.3		1383732
3.4.2 Отчисления от ЗП МОП	Руб.	0.22	1635.3		359770
3.5 Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.29	1635.3		482272
3.6 Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.49	1635.3		811364

3.7 Охрана труда					
3.7.1 Спецмолоко	Руб.	0.085	1635.3		139070
3.7.2 Пожарный инвентарь (огнетушители)	Руб.	0.023	1635.3		39000
3.7.3 Аптечка	Руб.	0.009	1635.3		15650
Итого цеховая себестоимость	Руб.				56655274

Продолжение таблицы 3.12

4 Общепроизводственные расходы					
4.1 Общезаводские расходы	Руб.	11.18	1635.3		18293401
4.2 Амортизация зданий	Руб.	2.19	1635.3		3586400
4.3 Текущий ремонт зданий	Руб.	1.31	1635.3		2143553
4.4 Капитальный ремонт зданий	Руб.	3.29	1635.3		5389122
4.5 Затраты на отопление	Руб.	0.10	1635.3		169100
4.6 Аренда производственных помещений	Руб.	0.62	1635.3		1024679
4.7 ЗП АУП	Руб.	0.88	1635.3		1452000
4.8 Отчисления от ЗП АУП	Руб.	0.23	1635.3		377520
4.9 Прочие производственные расходы	Руб.	0.89	1635.3		1465215
Итого заводская себестоимость	Руб.				34038930
5 Коммерческие расходы	Руб.	0.70	1635.3		1149294
Итого полная себестоимость	Руб.				134870284.8

Таблица 3.12.1 Калькуляция себестоимости товарной нефти $N_{\text{год}} = 1308240 \text{ м}^3/\text{год}$.

Статьи калькуляции	Ед. изм.	Цена за ед., руб.	Сумма на ед. прод., руб.	Выпуск, тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	Ед. на выпуск	Сумма на выпуск
1	2	3	4	5	6	7
1.1 Сырье и материалы						
1.1.1 Алюминосиликат	Тн	1050	0.0131	1308.3	20.5	19372
1.1.2 Метанол	Тн	600	0.0387	1308.3	105.65	57026
1.1.3 Термолан	Тн	830	0.0124	1308.3	24.53	18323,9
1.1.4 Ингибитор ИКБ – 2-2	Тн	165	0.0005	1308.3	5.42	804,8
1.1.5 Кемеликс	Тн	890	0.62	1308.3	1144.23	916528,2
1.2 Энергоресурсы						
1.2.1 Электроэнергия	тыс. кВт	234	4.07	1308.3	28487	5998361,3
1.2.2 Пар собственный	ГКал	84	12.38	1308.3	241000	10219600
1.2.3 Азот	м^3	228.75	0.44	1308.3	3164	651387
1.2.4 Газ природный	м^3	311.75	5.32	1308.3	27889	782455
1.2.5 Дем. вода	м^3	6182	3.02	1308.3	797.6	4435867,8
1.2.6 Сжатый воздух	м^3	73.7	0.39	1308.3	8730	579061
Итого сырья и материалов						23678787

Продолжение таблицы 3.12.1

1	2	4	5	6	7
2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования					
2.1 Амортизационные отчисления от произв. оборудования	Руб.	1.31	1308.3		1933877
2.2 Эксплуатация оборудования					
2.2.1 ЗП (основная и дополнительная) основных рабочих	Руб.	3.48	1308.3		5124331
2.2.2 Отчисления на социальные нужды от ЗП основных раб.	Руб.	0.91	1308.3		1332325,8
2.2.3 ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	7.28	1308.3		10718794,8
2.2.4 Отчисления от ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	1.89	1308.3		2786885
2.3 Текущий ремонт оборудования	Руб.	0.69	1308.3		1028925
2.4 Капитальный ремонт оборудования	Руб.	1.05	1308.3		1553083,2
2.5 Внутризаводское перемещение грузов	Руб.	0.087	1308.3		128888
2.6 Износ малоценных и быстро изнашиваемых инструментов	Руб.	0.16	1308.3		237186
2.7 Прочие расходы	Руб.	0.17	1308.3		260422,2
3 Цеховые расходы			1308.3		
3.1 ЗП инженерно – технических работников	Руб.	10.67	1308.3		15709713

3.2 Отчисления от ЗП ИТР	Руб.	2.775	1308.3		4084526
3.3 Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.045	1308.3		67188
3.4 Содержание зданий, сооружений и инвентаря					
3.4.1 ЗП младшего обслуживающего персонала	Руб.	0.846	1308.3		1245358,5
3.4.2 Отчисления от ЗП МОП	Руб.	0.22	1308.3		323794
3.5 Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.29	1308.3		434044
3.6 Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.49	1308.3		730226
3.7 Охрана труда					
3.7.1 Спецмолоко	Руб.	0.085	1308.3		125169
3.7.2 Пожарный инвентарь (огнетушители)	Руб.	0.023	1308.3		35111
3.7.3 Аптечка	Руб.	0.009	1308.3		14087
Итого цеховая себестоимость	Руб.				47873935,5

Продолжение таблицы 3.12.1

4 Общепроизводственные расходы					
4.1 Общезаводские расходы	Руб.	11.18	1308.3		16464060,9
4.2 Амортизация зданий	Руб.	2.19	1308.3		3230208
4.3 Текущий ремонт зданий	Руб.	1.31	1308.3		1929197,7
4.4 Капитальный ремонт зданий	Руб.	3.29	1308.3		4850210
4.5 Затраты на отопление	Руб.	0.10	1308.3		152191
4.6 Аренда производственных помещений	Руб.	0.62	1308.3		922211,1
4.7 ЗП АУП	Руб.	0.88	1308.3		1306801
4.8 Отчисления от ЗП АУП	Руб.	0.23	1308.3		339766
4.9 Прочие производственные расходы	Руб.	0.89	1308.3		1318693,8
Итого заводская себестоимость	Руб.				30513339,5
5 Коммерческие расходы	Руб.	0.70	1308.3		1034364,6
Итого полная себестоимость	Руб.				122066062

Таблица 3.13. Основные технико-экономические показатели

Технико-экономические показатели	Ед.изм	N _{1год}	N _{2год}
1 Объем производства	м ³ /год	1308240	1635300
2 Объем продаж	м ³ /год	1308240	1635300
3 Цена 1м ³	руб	1000	1000
4 Выручка от реализации	руб	1308240000	1635300000
5 Суммарные издержки	руб	126264927,4	134870284,8
5,1 Переменные издержки	руб	34421445,44	43026786,8
5,2 Постоянные издержки	руб	91843498	91843498
6 Балансовая прибыль	руб	1181975073	1500429716
7 Налог на прибыль	руб	283674017,5	360103131,8
8 Чистая прибыль	руб	898301056	1140326585
9 Фондовооруженность	руб	798563,9	798563,9
10 Фондоотдача	руб	8,15	10,8
11 Фондоемкость	руб	0,12	0,09
12 Производительность труда	м ³ /год	6508,66	8135,82
13 Рентабельность производства	%	710	845
14 Рентабельность продаж	%	69	70
15 Стоимость основных фондов	руб	160511343	160511343
16 Численность рабочих	чел	201	201
17 Себестоимость 1м ³	руб	96,5	82,5

4. Социальная ответственность

Введение

Стороны ставят в числе приоритетных целей Соглашения создание условий, содействующих формированию структурно развитой, обеспечивающей нужды страны и населения, конкурентоспособной экономики на базе рабочих мест, позволяющих использовать материальные и человеческие ресурсы эффективно с точки зрения интересов всех субъектов экономики; обеспечение нового, более высокого уровня жизни граждан Российской Федерации, прежде всего за счет кардинального повышения эффективности государственного управления и **социальной ответственности** всех субъектов экономики, внедрения принципов достойного труда на основе подходов Международной организации труда.

Сведения об основных опасностях производства, обусловленных особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации.

Продуктом, определяющим взрывоопасность УПН, являются пары углеводородов, которые с кислородом воздуха образуют смесь, взрывающуюся при наличии огня или искры.

Все применяемые на установке продукты являются горючими газами или легковоспламеняющимися жидкостями, большинство из которых имеют низкую температуру вспышки.

Безопасная работа УПН зависит от квалификации и внимательности обслуживающего персонала, а также от строгого соблюдения инструкций по ОТ и ПрБ, производственных инструкций и требований настоящего регламента.

К работе допускаются только те лица, которые прошли необходимую подготовку, сдали экзамены на допуск к рабочему месту и прошли инструктаж по технике безопасности.

Все действующие инструкции и положения по технике безопасности должны быть в наличии, знание и их соблюдение персоналом должны постоянно контролироваться.

Работать разрешается только на исправном оборудовании, на исправных коммуникациях, арматуре и приборах КИП.

Систематически следить за исправностью и включением в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок. Постоянно следить за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных концентраций. Не допускать загазованности территории и помещений.

Следить за работой насосов, своевременно устранять пропуски торцовых уплотнений и фланцевых соединений.

4.1 . Производственная безопасность

4.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации оборудования.

УПН “Лугинецкая” относится к категории взрывопожароопасных производств.

Основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Для практического использования пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний - 2% об. или 40 г/м^3 , верхний - 10 % об. или 200 г/м^3 . Нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их $9 \div 12 \text{ см/час}$, скорость нарастания прогретого слоя при выгорании - $24 \div 36$

см/час, температура прогретого слоя и пламени соответственно 130÷160 и 1100°C.

Деэмульгаторы, используемые на установке, являются пожароопасными и токсичными веществами.

Метанол, применяемый для ввода в газопроводы, является техническим сильнодействующим ядом.

Нефтепродукты, являясь в большинстве случаев хорошими диэлектриками, сохраняют электрические заряды в течение длительного времени.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, являются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При нарушении правил обслуживания механизмов, имеющих движущиеся и вращающиеся части, возможны механические травмы.

При неисправности электрооборудования, электросетей, а также при несоблюдении правил электробезопасности существует возможность поражения электрическим током.

При несоблюдении правил хранения и противопожарных норм возможно загорание смазочных масел и обтирочного материала, деэмульгаторов.

Наличие гидравлических пробок в коммуникациях может вызвать гидравлические удары и разрушение коммуникаций и аппаратов.

Возможно коррозионное разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

При попадании воздуха в факельную систему возможны взрывы и пожары.

Воздушная компрессорная не относится к категории взрывопожароопасных

производств, поэтому основным опасным фактором установки является неисправность электрооборудования, электросетей, а также несоблюдение правил электробезопасности.

4.1.2 Средства защиты работающих

Индивидуальные средства защиты

Использование на ЦППН жидких и газообразных углеводородов, влияющих на организм человека, вызывает необходимость применения индивидуальных средств защиты по ГОСТ 12.4.011-89. На ЦППН все виды работ производятся в спецодежде, спецобуви и обязательно в каске.

В соответствии с законодательством РФ о труде по ГОСТ 12.4.011-89, обслуживающий персонал ЦППН обеспечивается средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

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

1. спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;
2. спецобувь, предназначенная для предохранения ног от механических повреждений, от опасностей и вредностей производства, защиты от низких температур;
3. головные уборы для защиты головы от механических повреждений (каска, подшлемник), холода и атмосферных осадков;
4. рукавицы для предохранения рук от механических повреждений, загрязнений, от холода;
5. защитные очки для защиты глаз от механических повреждений, ожогов, пыли и лучистой энергии;
6. 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% объемных));

7. предохранительные пояса, при производстве работ связанных с опасностью падения с высоты.
8. для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.
9. фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доле свободного кислорода более 18% и суммарной, объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%.
10. для защиты от несорбирующихся веществ применяются самоспасатели марок СШ-20м, СПИ-40. Для защиты при внутренней чистке аппаратов водой высокого давления, применяется гидрокостюм.
11. для защиты кожи используются дерматологические средства.
12. для персонала, находящегося в зоне высокого шума, рекомендуются защитные наушники.

4.1.3 Средства коллективной защиты

С целью защиты от воздействия вредных газов и паров углеводородов производственные помещения снабжены приточной и вытяжной вентиляцией по ГОСТ 12.4.021-75. На случай аварии предусмотрена аварийная система вентиляции.

В производственных помещениях и на открытых установках предусмотрены датчики сигнализации предельных концентраций углеводородов.

С целью защиты обслуживающего персонала от шумов и вибрации здания и сооружения выполнены согласно санитарным нормам.

Предусмотрено:

1. производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную) по ГОСТ 12.4.021-75;
2. 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 5-20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции;
3. контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором;
4. 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;
5. оборудование заземлено, распределительные щиты и пульты закрыты;
6. от воздействия химических факторов оборудование и установки герметизируют;
7. изоляция трубопроводов с повышенной и пониженной температурой;
8. основные параметры работы оборудования выведены в операторную;
9. предусмотрено дистанционное управление пуском и остановкой оборудования;
10. разработан план ликвидации аварийных ситуаций и проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом для отработки правильных действий.
11. применение звукопоглощающих кожухов на компрессорах;
12. шумопоглощающая изоляция трубопроводов;
13. установка вентиляторов на виброоснове.

4.2 Анализ опасных факторов

4.2.1 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 используют люминесцентные лампы ЛБ - белого цвета или ЛТБ - тепло-белого цвета, мощностью 20, 40, 60 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам СНиП 23-05-95, для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного - коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИША 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.[6].

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

4.2.2 Шумы и вибрации

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

Повышение уровня шума и вибрации оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и

осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума и вибрации до величин 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 - 85 ДбА [ГОСТ 12.1.003-83]. 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 препятствуют выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Контроль за нормальной работой машин в боксах производится из операторной. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума.

Снижение шума и вибрации достигается:

- уменьшением шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляцией источников средствами звуко- и виброизоляции, звуко- и вибропоглощения;
- принятием архитектурно - планировочных решений, предусматривающих рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

Средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, а также сапоги на высокой прорезиненной подошве. Эффективность индивидуальных средств защиты зависит от используемых материалов, конструкции, силы прижатия, правильности ношения. Ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 10...15 дБ. В условиях повышенного шума применяют наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха. Так, наушники ВЦНИОТ снижают уровень звукового давления на 7...38 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с

общим уровнем 120 дБ и выше применяются шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 30...40 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования и защиты, работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования – превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют спец. обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

4.2.3 Электробезопасность

Согласно с ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов помещению сповышенной опасностью, так как присутствуют токопроводящие полы, возможность одновременного прикосновения к имеющим соединения с

землей металлоконструкций зданий, механизмов с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования-с другой.

Электробезопасность в ЦППН в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 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:

- ошибочных действий 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, находящегося под напряжением, на конструктивные

части

электрооборудования.

в) появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:

- ошибочного включения отключенной установки;
- замыкания между отключенными и находящимися под

напряжением

токоведущими частями;

- разряда молнии в электроустановку и др.

г) возникновение 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 в оборудовании;
- применение малых напряжений в местных и переносных источниках

света;

- использование изоляции токоведущих частей;
- применение средств коллективной защиты от поражения

электрическим

током, таких как заземление, зануление, защитное отключение;

- обучение и аттестация персонала.

Для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молний, аппараты, трубопроводы и металлоконструкции, имеющие контакт с пожаровзрывоопасными средами, должны быть заземлены.

СИЗ: для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

СКЗ: к средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся: заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.

Расчет защитного заземления

Система заземляющего устройства состоит из внешнего и внутреннего контуров. Внешний контур выполнен из электродов, изготовленных из стальных, вертикально вбитых в грунт труб диаметром 4,5 см (с толщиной стенок 2,5 мм) длиной 2,7 м, соединенных между собой полосовой сталью 48х4 мм. Заземлители размещены в ряд. Характер грунта в месте установки заземлителей - суглинок. Все оборудование, аппаратура, металлические части, не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под током, вследствие нарушения изоляции, заземлены путем присоединения к контуру. Оборудование работает под напряжением 220В.

В соответствии с рекомендациями [1] трубчатые заземлители установим в земле на глубине (от поверхности земли до верхнего конца трубы), равной 80 см, а величину расстояния между трубами равной трем длинам заземлителя $A = 8,1 \text{ м}$. Верхние концы заземлителей соединим с помощью полосовой стали. Схема установки заземлителей приведена на рис.1.

Имея исходные данные по таб.1[1] определяем, что для нашего случая по нормам допускается сопротивление заземлителей не более 4 Ом, а по

таб.4[5], что удельное сопротивление (табличное) грунта (суглинок) составляет

$$\rho_T = 1 \cdot 10^8 \text{ Ом}$$

Учитывая возможность промерзания грунта зимой и просыхания летом, определим расчетные значения ρ_Σ и ρ_{II} при использовании трубчатых заземлителей и соединительной полосы (коэффициенты K_Σ и K_{II} таблицы 4.5 для соответствующей климатической зоны):

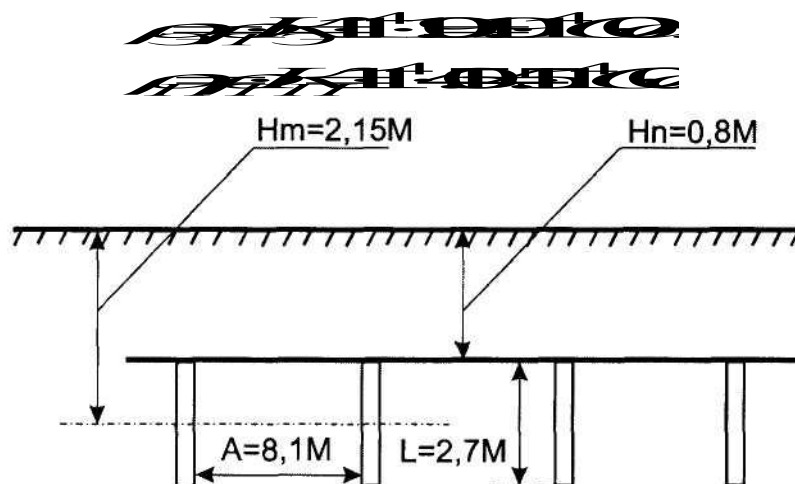


рис 4.5. Схема установки заземления.

Определяем величину сопротивления растекания одной забитой в землю трубы:

$$R_{\text{раст}} = \frac{1}{\pi \cdot d} \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4H_m}{L_m} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H_n}{L_n} \right) \cdot \rho_T$$

где d - наружный диаметр трубы, см;

ρ_Σ - удельное расчетное сопротивление грунта для электрода, Ом·см;

L_m - длина трубы, см ;

L_n - длина полосы, см;

H_m - глубина заложения трубы в землю, равная расстоянию от поверхности

земли до середины трубы, см.

$$R_{\Sigma} = 51,50 \text{ Ом}$$

Принимаем $R_{\Sigma} = 51,50 \text{ Ом}$

Определяем потребное число трубчатых заземлителей:

$$n = \frac{R_{\Sigma}}{r_3} = \frac{51,50}{4} \approx 14$$

где r_3 - величина сопротивления заземляющего устройства, предусмотренная по нормам, Ом.

Учитывая, что трубы соединяются заземляющей полосой, которая выполняет роль заземлителей, уменьшим полученное число труб до 12 шт.

Определяем длину соединительной полосы:

$$L_{\Sigma} = 12 \cdot 0,5 = 6 \text{ м}$$

Определим сопротивление соединительной полосы:

$$R_{\Sigma} = \frac{\rho}{H_n} = \frac{100}{10} = 10 \text{ Ом}$$

где H_n - глубина заложения полосы в землю, см

Результирующее сопротивление растеканию системы с учетом коэффициента использования труб ($\eta_{\Sigma} = 0,89$) и полосы ($\eta_m = 0,76$):

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\Sigma}}{\eta_{\Sigma} \cdot \eta_m} = \frac{10}{0,89 \cdot 0,76} = 14,7 \text{ Ом}$$

Полученная величина удовлетворяет нормам.

4.2.4 Молниезащита

Разряды атмосферного электричества способны вызывать взрывы, пожары и разрушения зданий и конструкций. Виды воздействия молний:

- первичное, вызывающее непосредственное разрушение;
- вторичное, посредством явлений статического электричества

и

электромагнитной индукции здания и сооружения подлежат молниезащите в

соответствии с СН 305-77 для зданий и сооружений, отнесенных к 1-ой

категории молниезащиты. Это здания и сооружения, где длительное время

сохраняются и систематически возникают взрывоопасные смеси газов, паров,

пыли, перерабатываются и хранятся взрывоопасные вещества.

На ЦППН предусмотрена защита зданий, сооружений, оборудования, трубопроводов от прямых попаданий ударов молнии путем присоединения корпусов установок, отдельных емкостей и аппаратов к заземляющему контуру и установкой молниеприемников.

4.2.5 Пожаровзрывоопасность

Пожаровзрывоопасность технологических процессов в значительной степени определяется физико-химическими свойствами сырья, промежуточных и конечных продуктов. Газ (метан, этан, пропан, бутан, изобутан), который образуется в результате отделения нефти от газа в установке и имеющий при 250-300°C самовоспламенение, допускаемые концентрационные пределы в воздухе 300 мг/м³, IV классом опасности (ГОСТ 12.1.005-88) и категории Б по пожарной опасности (ППБ-03).

К опасным и вредным факторам, которые могут воздействовать на людей в результате пожара и взрыва, относятся: пламя, ударная волна, обрушение коммуникаций и оборудования, выход из поврежденных аппаратов, содержащихся в них вредных веществ и др.

Рекомендации ГОСТ определяют два основных принципа обеспечения пожаровзрывоопасности:

- предотвращение образования горючих и взрывоопасных концентраций сред;
- пожаро- и взрывозащита технологических процессов.

В целях пожаровзрывобезопасности на территории сепараторов применение для освещения факелов, спичек, керосиновых фонарей и других источников открытого огня. При отсутствии освещения разрешается пользоваться только пожаровзрывобезопасными аккумуляторными фонарями. Использованный обтирочный материал складывать в металлические ящики и по окончании работ выносить в безопасное в пожарном отношении место. Курение на территории цеха разрешается только в специально отведенных местах.

Оборудование выбрано во взрывобезопасном исполнении.

Система азотного пожаротушения

Система азотного пожаротушения состоит из двух ресиверов со сжатым азотом, объемом 25 м^3 каждый, оснащенных запорной арматурой, трубопроводами, приборами КИПиА, предназначенную при возникновении пожара производить тушение огня в закрытом объеме печи.

Азот концентрацией не ниже 95 % об. получают из воздуха непосредственно на производственной площадке с помощью мембранной воздухоразделительной установки типа АПТ - Мб - 95М и закачивают в ресиверы.

В случае возгорания азот поступает в технологический объем и обеспечивает быстрое и надежное тушение пожара без побочного воздействия на оборудование и персонал.

4.3 Охрана окружающей среды

Генеральный план представляет собой вычерченную в масштабе схему предприятия с изображенными на ней проектируемыми и существующими зданиями и сооружениями, дорогами и проездами, благоустройством и озеленением территории. Цех удален на расстояние 1 км от поселка.

Природные условия района строительства:

- Площадка строительства расположена в климатическом подрайоне 1В,
с

резко континентальным климатом, с продолжительной суровой
снежной

зимой и коротким летом.

- Абсолютная минимальная температура - 55°C.

- Абсолютная максимальная температура + 36°C.

- Высота снежного покрова 60 см.

- Рельеф спокойный. Абсолютные отметки поверхности измеряются 125
-132,5

м. Грунты основания зданий относятся к средне и сильнопучистым.

На площадке вскрыты два водоносных горизонта. Верховода встречается
на глубине 1-3 м и имеет мощность до 5 м. Грунтовые воды вскрыты на
глубине 11-13 м. Амплитуда сезонных колебаний составляет 10 м.

С целью охраны воздушного бассейна выполнены следующие
мероприятия:

- сброс углеводородных газов на факел с КСУ,
освобождение

оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится на
факельную

установку;

- высота дымовых труб и факельного ствола выбраны с учетом
рассеивания вредных веществ, при выбросе их через трубы;

- уплотнительные поверхности фланцев, трубопроводов,
подающих

углеводороды, имеют исполнение «шип-паз», «выступ-впадина»;

- компрессорные и основные насосы выполнены в герметичном
исполнении и оборудованы системами блокировок, которые
останавливают

аппарат при нарушении технологического процесса;
- факельная установка обеспечивает безопасное освобождение

производства от всех легких горючих сред [16].

Для бездымного горения углеводородов на факел подается водяной пар. Контроль наличия в воздухе углеводородов осуществляется датчиками дозрывных концентраций типа СТМ-10, которые установлены в местах возможного возникновения утечек.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

На территории месторождения основными загрязняющими атмосферу веществами являются диоксид азота, окиси углерода, углеводороды, образующиеся в результате сгорания газа на факельных установках, нефти в котельной, углеводороды нефти и попутного газа, обусловленные потерями за счет испарения в системах сбора, хранения и транспорта нефти, а также углеводороды, выделяющиеся в результате залповых выбросов. Залповые выбросы из технологических аппаратов происходят при проверке работоспособности предохранительных клапанов, а также при аварийных ситуациях. Залповые выбросы от технологических аппаратов по существующей технологии направляются на факел сжигания газа.

Снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы обеспечивается безаварийной работой технологического оборудования в режиме нормальной эксплуатации промысла.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, проектными решениями предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная, а в перспективе полная утилизация попутного газа;

- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или на факел;
- испытание оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- применение современного блочно-комплексного оборудования заводского изготовления.

Способ утилизации легких горючих

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1.	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2.	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3.	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
4.	Сажа	0.15	3	0	2
5.	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, отправив их на рецикл, а не сжигать на факелах.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов

Отрицательное воздействие на химический состав поверхностных и подземных вод, на флору и фауну водоемов при эксплуатации объектов

нефтедобычи оказывают разливы нефти и высокоминерализованных вод. При попадании нефти в водоемы образуется пленка на поверхности воды, препятствующая воздушному обмену. Стоки нефтяных промыслов, а также населенных пунктов в районе добычи углеводородного сырья содержат нефтепродукты, а также органические соединения фенола, СПАВ, ионы металлов, хлориды, сульфаты, разнообразные компоненты буровых растворов и другие загрязняющие вещества

Основные мероприятия, способствующие охране водоемов сводятся к следующему:

- 1) Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения.
- 2) Установление и поддержание водоохранных зон.
- 3) Максимально возможное вынесение объектов из экологически уязвимых зон.
- 4) Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, своевременный профилактический осмотр, ремонт оборудования, трубопроводов, арматуры.
- 5) Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района.
- 6) 100% контроль качества сварных стыков физическим методом, испытание трубопроводов на прочность и плотность.
- 7) Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно.
- 8) Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока.
- 9) Бетонирование оснований технологических площадок с бортиком по периметру под оборудование, где возможны утечки нефтепродуктов.
- 10) Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей передачей на ДНС.

4.3.1 Охрана почв

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: уменьшается продуктивность лесных ресурсов, изымаются из хозяйственного нефтепользования большие площади, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. На территории месторождения разливы нефти встречены на кустах скважин, шламовых амбарах, при порывах трубопроводов, при авариях на ДНС и КНС и в товарных парках. В результате технологических утечек и аварий на трубопроводах картина загрязнений на месторождении постоянно меняется. При обследованиях месторождения отделом экологии ТомскНИПИнефть установлено, что наиболее “грязными” являются кусты скважин. Поверхность почв в этих местах насыщена углеводородами нефти.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения (ОБ) и освоения скважин, хоз.бытовых стоков, загрязненных ливневых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар. Одним из методов утилизации ОБ является его повторное использование, что экономически выгодно при кустовом методе бурения. После окончания бурения скважин и демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения окружающей среды при бурении. К ним относится ликвидация амбаров и рекультивация земель, отведенных во временное пользование на период бурения.

Проведенная комплексная оценка воздействия на окружающую среду позволяет прийти к следующим выводам:

Освоение Лугинецкого нефтяного месторождения проводится более 20 лет. Имеются транспортные связи между месторождениями Васюганской группы (Герасимовское, Гураринское). Транспорт нефти осуществляется по межпромысловому нефтепроводу: ДНС-1 Лугинецкого нефтяного месторождения → ЦПС Лугинецкого.

Территория месторождения электрифицирована. Способ строительства и эксплуатации Лугинецкого месторождения - вахтовый.

Экологическими ограничениями территории обустройства месторождения являются водоохранные зоны рек и озер, орехопромысловые зоны лесов. Площадь водоохранных зон водоемов территории горного отвода составляет 5487 га, площадь орехопромысловых зон - 1132 га. В пределах водоохранных зон площадных объектов обустройства месторождения не имеется, линейные сооружения пересекают водоохранные зоны водотоков в местах наименьшего скопления рыбы.

Объекты обустройства Лугинецкого месторождения располагаются в пределах лесных, лесоболотных и болотных экосистем.

При ведении строительных работ будет нарушена среда обитания животных в радиусе 3-5 км. Эти территории утратят охотничье-промысловое значение за счет шума строительной техники и увеличения фактора беспокойства и доступности территории. Самый сильный фактор воздействия на животный мир - это фактор неконтролируемой охоты (браконьерство).

Почвенный покров объектов обустройства Лугинецкого нефтяного месторождения нарушен на площади 1024 га. Кроме того, от разливов нефти замазучено 49 га земель, подлежащих очистке и рекультивации. Имеющиеся на месторождении шламовые амбары постепенно рекультивируются.

В нормальном режиме работы при эксплуатации промысла количество выбросов вредных веществ в атмосферу ввиду значительной удаленности источников выброса друг от друга, а также в связи с благоприятными условиями рельефа, происходит рассеивание вредных веществ. В ближайшей перспективе будет решена проблема утилизации газа Васюганской группы месторождений путем внешнего транспорта газа. Произошел перевод котельной вахтового поселка Пионерный на газовое топливо, что также существенно улучшит экологическую обстановку на промысле.

Воздействие на поверхностные и подземные воды незначительное. Хозяйственные стоки предприятия отправляются на очистные сооружения Герасимовского месторождения. Система ППД на Лугинецком месторождении с использованием высокоминерализованных пластовых вод замкнутая. Ведется контроль за состоянием поверхностных и пластовых вод месторождения природоохранной службой НГДУ «Васюганнефть».

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в

нефтесборный коллектор;

- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо-песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

Технический этап рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах

дозирования ингибиторов;

- применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафино-гидратоотложений;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплыву и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями», разработанными Тюменской лесной опытной станцией ВНИИЛМ.

В аварийных ситуациях при разливах нефти, буровых растворов и высокоминерализованных вод на рельеф может произойти загрязнение почв и поверхностных вод, что повлечет за собой гибель растительности на участке загрязнения, деградацию почв, гибель рыбы в водоемах. Техническое решение проекта технологической схемы направлены на безаварийную работу оборудования в течение всего периода эксплуатации объекта. За отступление от технических решений при строительно-монтажных работах несут дисциплинарную, административную и уголовную ответственность лица, руководящие строительством. Контроль за проведением строительно-монтажных работ осуществляет инициатор хозяйственной деятельности.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.4.1 Производственные аварии

Аварии на ЦППН могут произойти из-за утечки взрывоопасной смеси через неплотности оборудования и трубопроводов, несоблюдения норм технологического режима, повреждения оборудования, замыкания электрооборудования и т.п.

При возникновении пожара обслуживающему персоналу необходимо:

- локализовать очаг возгорания;
- сообщить начальнику смены, позвонить по телефону в пожарную часть;
- не входить в зону задымления при видимости менее 10 м;
- при движении через горящее пространство накрыться с головой мокрым куском плотной ткани;
- тушение электрооборудования и электропроводки осуществляется только после их обесточивания, либо используя углекислотный огнетушитель;
- производство остановить, на щите в операторной нажать кнопку «стоп», что приведет к отработке команды (программы) «стоп» в автоматическом режиме;
- взрывоопасные участки отглушить.

При утечке вредных веществ необходимо быстро покинуть зону выброса перпендикулярно направлению ветра (движению облака газа). При необходимости использовать самоспасатель.

4.4.2 Стихийные бедствия

Возможные стихийные бедствия:

- Ураганы - ветры большой силы и значительной продолжительности, скорость воздушного потока 32 м/сек;

- Наводнение;
- Снежные заносы и обледенения;
- Оползни;
- Пожары.

Стихийные бедствия - это такие явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации, нарушают нормальную жизнедеятельность людей и работу объектов, к ним относятся:

- землетрясения - наиболее опасные и разрушительные стихийные бедствия.

Область возникновения подземного удара является очагом землетрясения, в пределах которого происходит высвобождение накапливающейся энергии;

- наводнение - временное затопление значительной части суши в результате

действия сил природы. Наводнения могут быть вызваны: выпадением обильных осадков или интенсивным таянием снега;

- снежные лавины, заносы и обледенения - одно из проявлений стихийных сил в зимний период. Они возникают в результате обильных

снегопадов, которые могут продолжаться от нескольких часов до нескольких

суток;

- бури и ураганы - возникают при прохождении глубинных циклонов и представляют собой движение воздушных масс. Несут большие разрушения.

В случае перечисленных стихийных бедствий необходимо на ЦППН произвести аварийную остановку и срочно эвакуироваться согласно плана эвакуации.

4.4.3 Военно-социальные конфликты

В случае военного конфликта производство останавливается, и весь обслуживающий персонал экстренно эвакуируется. Людям выдаются средства индивидуальной защиты.

Решение об эвакуации принимает начальник ГО - глава администрации Томской области.

Для исключения военно-социальных конфликтов на предприятии необходимо усовершенствовать условия труда. Главной задачей повышения надежности производства является создание безопасного оборудования, технологий и орудий труда. В результате автоматизации установки пиролиза ликвидировано большинство тяжелых и опасных работ, значительно уменьшилась профессиональная заболеваемость.

Улучшение условий труда, повышение его безопасности влияет на результаты производства - на производительность труда, количество и себестоимость выпускаемой продукции. Эти улучшения приводят к снижению производственного травматизма, что приводит к уменьшению затрат на оплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда, на оплату последствий такой работы на лечения, переподготовку работников производств в связи с текучестью кадров по причинам, связанными с условиями труда.

Улучшение условий труда приводит к социальным результатам - улучшению здоровья трудящихся, повышению степени удовлетворенности трудом, укреплению трудовой дисциплины, повышению престижа ряда профессий, росту производственной и общественной активности и улучшению ряда других показателей, характеризующих более высокую степень социального развития трудящихся.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе представлено следующее:

Расчет нефтегазосепаратора для разделения нефти и газа с выполнением технологических расчетов включающих в себя определение параметров протекания процесса, конструктивные для определения основных размеров аппаратов и механические расчеты благодаря которым были найдены и подобраны в соответствии с ГОСТами. толщины стенок аппаратов, произведены расчеты укрепления отверстий, опорных конструкций фланцевых соединений, а также проверочные расчеты на устойчивость от осевой сжимающей силы.

В разделе «Социальная ответственность» были представлены мероприятия для безопасного и экологичного ведения производственного процесса, а также меры по соблюдению правил пожарной безопасности.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» определена прибыль и представлена реализация с расчетом точки безубыточности.

Список использованных источников

1. Безопасность жизнедеятельности. Под общ. ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высш. шк., 1999. – 448 стр.
2. Вихман Г. Л. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. М.: Машиностроение, 1978. – 327 стр.
3. Голубятников В. А. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности. М.: Химия, 1985. – 352 стр.
4. Ермаков В. И., Шеин В. С. Ремонт и монтаж химического оборудования. М.: Машиностроение, 1992. – 208 стр.
5. Касаткин А. Г. Основные процессы и аппараты химических технологий. М.: Химия, 1973. – 750 стр.
6. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. 2-е изд., перераб. и доп. С.-П. Энергоатомиздат, 1992. – 448 стр.
7. Кушелев В. П. Охрана труда в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: Химия, 1983. – 472 стр.
8. Лацинский А. А. Конструирование сварных химических аппаратов. Справочник под редакцией А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение, 1981. – 382 стр.
9. 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 стр.
10. Малышев Ю. М. Экономика нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1980. – 277 стр.
11. Маринин Н. С., Савватеев Ю. Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. – 171 стр.
12. Молоканов Ю. К. Монтаж аппаратов и оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. М.: Гостоптехиздат, 1982. – 391 стр.
13. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е. И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. – 559 стр.
14. Нехаев В. Н. Основы организации управления, труда и заработной платы в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1985. – 264 стр.
15. Охрана окружающей среды. Под ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высшая школа, 1991. – 319 стр.
16. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1986. – 244 стр.
17. Промышленные приборы и средства автоматизации. Справочник под ред. В. В. Черенкова. Л.: Машиностроение, 1987. – 847 стр.
18. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств: Примеры и задачи. Под общей редакцией М. Ф.

- Михалева. Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1984. – 301 стр.
19. Родионов А. И. Техника защиты окружающей среды. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1989. – 512 стр.
 20. Смирнов Г. Г. и др. Конструирование безопасных аппаратов для химических и нефтехимических производств. Справочник под общ. ред. А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1988. – 303 стр.
 21. Котляревский В. А. и др. Безопасность резервуаров и трубопроводов. М.: Экономика и информатика, 2000. – 555 стр.
 22. Безопасность жизнедеятельности: учебник под редакцией С. В. Белова. М.: Высшая школа, 1999. – 448 стр.
 23. Безопасность труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. Правила и нормы. М.: Недра, 1989 – 487 стр.
 23. Константинов А. Н., Самсонов Н.А. и др. Аппараты и оборудование нефтеперерабатывающих заводов. Расчет и конструирование. Справочная книга. М.: Гостоптехиздат, 1960 – 575стр.
 24. Б. А. Князевский и др. Электробезопасность в машиностроении. М.: Машиностроение, 1980-240стр.
 25. 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.
 26. 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.
 27. ГОСТ Р 52857.9-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение напряжений в местах пересечений штуцеров с обечайками и днищами при воздействии давления и внешних нагрузок на штуцер.
 28. ГОСТ Р 52857.4-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
 29. ГОСТ Р 52857.5-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет оболочек и днищ от воздействия опорных нагрузок.