

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Кафедра общей химии и химической технологии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Установка доохлаждения газа на Лугинецкой газокomppressorной станции

УДК 622.279.5.05:621.51-714(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К22	Дибров Дмитрий Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

Перечень результатов обучения (профессиональных и универсальных компетенций), запланированных к достижению выпускниками данной образовательной программы

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	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)
Р2	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)
Р3	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)
Р4	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)
Р5	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)
Р6	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)
Р7	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>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
		и <i>FEANI</i>
P8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов, процессов, аппаратов и систем, характерных для профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
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,

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
		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 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 технологи.	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..

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Кафедра общей химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ан В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2К22	Дибров Дмитрий Михайлович

Тема работы:

Установка доохлаждения газа на Лугинецкой газокompрессорной станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2840/С от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Кожухотрубчатый теплообменник.

Производительность по газу составляет 2,1425 млн. $\text{нм}^3/\text{сутки}$

Теплоносители:

Горячий – природный газ: $T_{\text{н}}=50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{к}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Холодный – газовый конденсат : $T_{\text{н}}=-10,66\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{к}}=8\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Давление в трубном пространстве: 6,7 МПа;

Давление в межтрубном пространстве: 0,26 МПа;

Исполнение по материалу М1: Кожух – 09Г2С,

Распределительная камера – 09Г2С,

Теплообменная труба – Сталь 20, Трубная решётка – 09Г2С.

Режим работы: непрерывный;

	Требования к эксплуатации и обслуживанию: простота ремонта и доступность запчастей.
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>	Основные конструктивные особенности кожухотрубчатого теплообменника.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Лист 1. Технологическая схема; Лист 2. Общий вид теплообменника; Лист 3. Выносные элементы теплообменника. Лист 4. Технико-экономические показатели.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Романцов Игорь Иванович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К22	Дибров Дмитрий Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 84 с., 1 схемы, 5 рис., 11 табл., 30 источников литературы и 1 приложения.

Ключевые слова: природный газ, газовый конденсат, разработка, кожухотрубчатый теплообменник, компрессорная станция.

Объект исследования: кожухотрубчатый теплообменник.

Цель работы: выполнить расчет и подбор кожухотрубчатого теплообменного аппарата для замены ранее установленного.

В процессе исследования проводился анализ кожухотрубчатых теплообменников.

Результат исследования: решение о замене теплообменного аппарата.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: производительность - 2,1425 млн. $\text{нм}^3/\text{сутки}$; поверхность теплообмена: $> 445 \text{ м}^2$; теплоносители – природный газ, газовый конденсат; давление: 6,7 и 0,26 МПа.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

Abstract

The graduation qualification work consists of 84 pp., 1 scheme, 5 figures, 11 tables, 30 sources of literature and 1 appendix.

Keywords: natural gas, gas condensate, engineering solution, shell-and-tube heat exchanger, compressor stations.

Object of research: shell-and-tube heat exchanger.

The overall objective of work: to perform calculation and selection of shell-and-tube heat exchanger for replacement of previously installed one.

In the process of the analysis, shell-and-tube heat exchangers were analyzed.

Result of research: the decision to replace the heat exchanger.

The basic design, technological and technical-operational characteristics: productivity - 2,1425 million Nm³ per day; Heat exchange surface:> 445 m²; Heat carriers - natural gas, gas condensate; Pressure: 6.7 and 0.26 MPa.

Scope: oil and gas industry.

Оглавление

Введение.....	11
1. Описание технологической схемы.....	13
2. Расчёт кожухотрубчатого теплообменника.....	15
2.1 Технологический расчёт теплообменника.....	15
2.1.1 Температурный расчет.....	16
2.1.2 Материально-тепловой расчет.....	16
2.1.2 Предварительный расчет поверхности теплообмена.....	16
2.1.3 Уточненный (поверочный) расчет площади теплопередающей поверхности.....	17
2.2 Конструктивный расчет.....	18
2.2.1 Расчет количества труб в трубной решетке.....	18
2.2.2 Расчет внутреннего диаметра теплообменного аппарата.....	18
2.2.3 Расчет внутреннего диаметра штуцеров.....	19
2.3 Механический расчет теплообменников.....	19
2.3.1 Расчет толщины стенок.....	19
2.3.1.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки кожуха.....	19
2.3.1.2 Расчет толщины стенки эллиптического днища.....	21
2.3.1.3 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки распределительной камеры.....	22
2.3.1.4 Расчет толщины стенки эллиптического днища распределительной камеры.....	23
2.3.2 Расчет температурных напряжений в трубах и корпусе.....	23
2.3.3 Расчет толщины трубной решетки.....	24
2.3.4 Укрепление отверстий.....	25
2.3.4.1 Укрепление отверстий в цилиндрической обечайке распределительной камеры.....	25
2.3.4.2 Укрепление отверстий в цилиндрической обечайке кожуха.....	27
2.3.5 Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.....	29
2.3.5.1 Усилия, необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения.....	31
2.3.5.2 Усилия в болтах (шпильках) фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях.....	31
2.3.5.3 Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки.....	34
2.3.5.4 Расчет фланцев на статическую прочность.....	35
2.3.5.5 Условия статической прочности фланцев.....	37
2.3.5.6 Проверка углов поворота фланцев.....	38
2.3.6 Расчет перегородки между ходами по трубному пространству кожухотрубчатых теплообменных аппаратов.....	39
2.3.7 Расчет обечайек и днищ от воздействия опорных нагрузок.....	39
2.3.8 Гидравлический расчет.....	43
2.3.9 Расчет изоляции.....	44
3. Экономика производства метана на ЛГКС.....	46
3.1 SWOT-анализ.....	46
3.2 Расчет производственной мощности.....	47
3.3 Режим работы.....	49
3.4 Организация оплаты труда.....	53
3.5 Основные фонды предприятия.....	55
3.6 Расчет себестоимости.....	56
3.7 Техничко-экономические показатели.....	60

3.8 Расчет точки безубыточности.....	62
4. Социальная ответственность.....	67
4.1 Характеристика условий труда.....	67
4.2 Производственные метеоусловия.....	68
4.3 Производственное освещение.....	68
4.4 Шумы и вибрация.....	69
4.5 Коллективные и индивидуальные средства.....	70
4.6 Электробезопасность.....	71
4.7 Пожаровзрывобезопасность.....	72
4.8 Охрана окружающей среды.....	74
4.9 Защита оборудования и персонала от технологических параметров.....	79
4.9.1 Структура системы управления и ESD.....	79
4.9.2 Система аварийного останова (система ESD).....	80
4.9.3 Система контроля пожара и загазованности.....	80
4.9.4 Система управления вентиляцией здания.....	81
Заключение.....	82
Список использованных источников.....	83

Введение

Лугинецкая компрессорная станция ОАО "Томскнефть" ВНК предназначена для компримирования и осушки смешанных потоков газов с выработкой сухого отбензиненного газа для подачи в магистральный трубопровод «Лугинецкое – Парабель», а также для извлечения из газа жидких углеводородов: пропан-бутановой фракции в виде сжиженного газа и углеводородного конденсата C5+выше.

Компрессорная станция введена в эксплуатацию в июне 2002 года. Лугинецкая компрессорная станция ОАО "Томскнефть" ВНК расположено на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км. к северо-западу от г. Томска, на землях лесного фонда Территориального управления – Кедровское лесничество, Осиповского участкового лесничества, в эксплуатационных лесах. Районный центр – с. Парабель – находится в 130 км. от месторождения, а ближайший населённый пункт г. Кедровый, удалён на расстояние около 80 км. Ближайшим крупным центром является г. Колпашево, расстояние до которого водным путём равно 570 км. по воздушной трассе 220 км.

Краткие параметры. Общий состав газоконпрессорной станции. Количество технологических потоков

В состав компрессорной станции входят:

- участок входа газа;
- участки компримирования газа;
- участок дополнительного охлаждения газа;
- участок осушки газа;
- участок контроля точки росы (по углеводородам);
- участок ректификации.
- вспомогательные системы:
- системы теплоносителя, рекуперации отходящего тепла, водоподготовки и горячей воды;
- системы топливного газа, факела и замкнутая дренажная система;
- система получения технологического воздуха, воздуха КИПиА и азота;
- хранение и использование минерального масла, метанола и ингибитора коррозии

Режим работы компрессорной станции – непрерывный в течение года с периодическими остановами для проведения технического обслуживания и проведения капитального ремонта.

Максимальная производительность станции на входе (в расчете на сухой газ) составляет 4,285 млн. $\text{нм}^3/\text{сутки}$ (нм^3 определяются при температуре 0 °С и 101,3 кПа.).

Производительность по выработке сухого отбензиненного газа составляет 4,030 млн. нм^3 . Гарантированная производительность Станции на входе составляет 2,285 млн. $\text{м}^3/\text{сут.}$

В летний период из-за технической особенности работы газогенераторов «Avon» и агрегатов воздушного охлаждения участков компримирования производительность по выработке сухого отбензиненного газа составляет 3,700 $\text{нм}^3/\text{сутки}$.

Компрессорная станция состоит из одной технологической линии непрерывного действия, кроме участка компримирования газа, который включает два компрессорных агрегата производительностью 2,1425 млн. $\text{нм}^3/\text{сутки}$ каждый.

Для решения проблемы с выработкой сухого отбензиненного газа в летний период, была проведена модернизация ЛГКС.

Проект установки доохлаждения газа на Лугинецкой ГКС разработан ООО «Томскнефтепроект» на основании технического задания на проектирование, утвержденного главным инженером ОАО «ТомскНИПИнефть» В.З. Кузенковым и согласованного главным инженером ООО «Томскнефтепроект» Р.Н.Жуковой.

При разработке проектной документации был учтен ранее разработанный рабочий проект «BATEMAN PROJECTS (1993) LTD» № 31-1501-00, Denver (Израиль), 1998 г., имеющий положительное заключение экспертизы промышленной безопасности № 35-ПД-32174- 2002 от 14 мая 2002г.

На основании задания на проектирование (приложение Б, ш.2616.314.ТНП-00-00-ПЗ, инв. № 7398) на Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» ВНК предусматривается доохлаждение нефтяного газа с третьей ступени компрессоров С-200, С-300, отобранного после воздушных холодильников АХ-260, АХ-360, с помощью рекуперативных теплообменников поз. НХ-265, НХ-365. В межтрубное пространство теплообменников подается с дросселированный низкотемпературный конденсат.

Начало строительства – 2014г

Окончание строительства – 2016г

В ходе проведенной модернизации не удалось в летний период выйти на производительность по выработке сухого отбензиненного газа до 4,030 млн. нм³.

В ходе исследования было выявлено:

- В прямоточном варианте движения теплоносителей, отсутствует возможность ухода газовой фазы конденсата, как следствие скопление газовой фазы и ухудшение теплообмена.
- Малый запас поверхности теплообмена. Необходим более 445 м².

В качестве решения было принято решение о замене кожухотрубчатого теплообменного аппарата на такой же аппарат с большей поверхностью теплообмена, изменение движения теплоносителей на противоточный вариант. Противоточный вариант движение теплоносителей и теплообменный аппарат типа ТУ обладает следующими достоинствами:

- В аппаратах типа ТУ обеспечивается полная компенсация температурных напряжений.
- конструкция аппарата типа ТУ позволяет извлекать трубный пучок.
- При противоточном движении теплоносителей газовая фаза конденсата будет уходить с потоком конденсата.

1. Описание технологической схемы

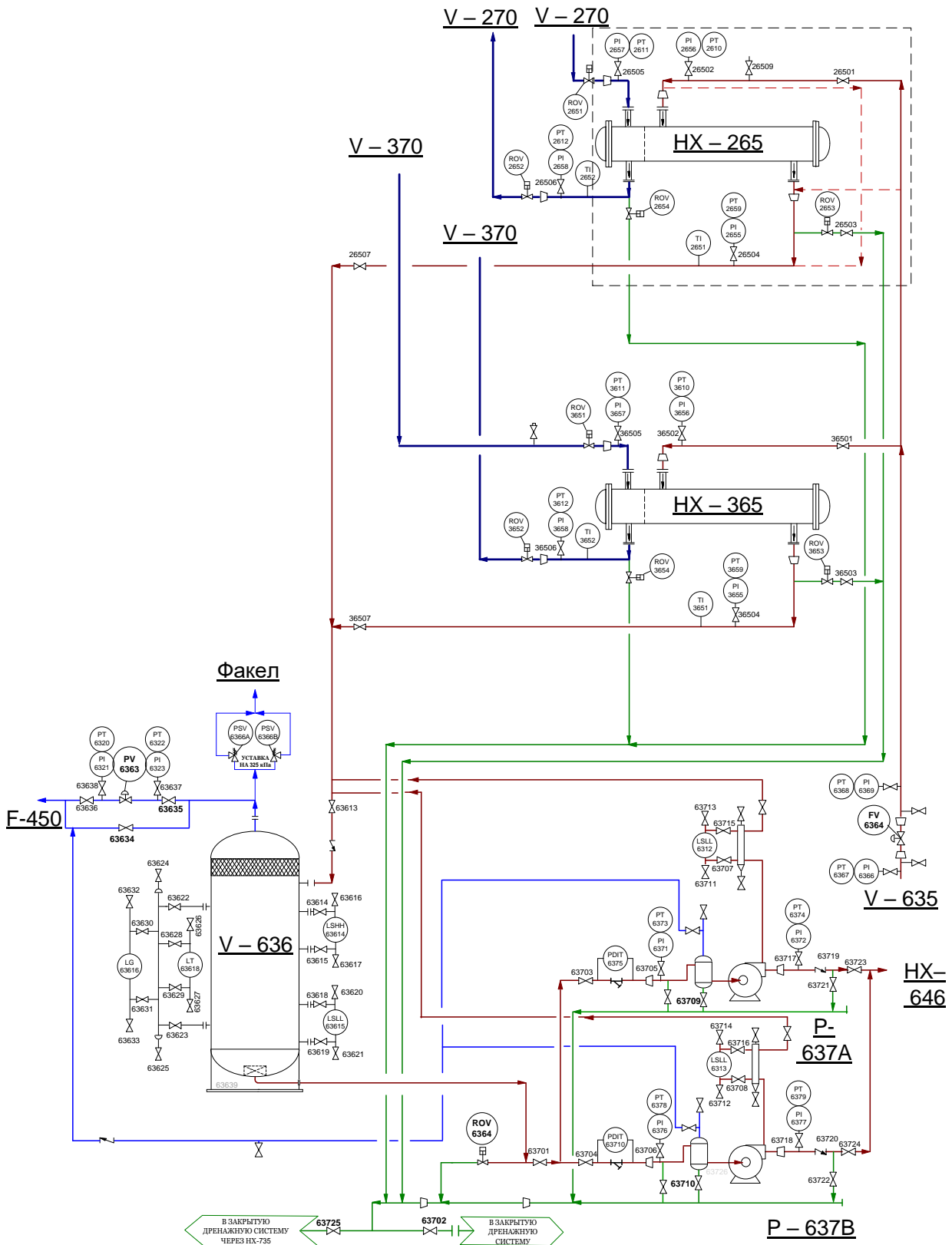


Схема №1 Установка доохлаждения газа

Установка доохлаждения газа предназначена для охлаждения газа с выхода третьей ступени компрессора С-200(С-300) в связи с проблемами нарушения технологического режима на участке осушки газа при повышении температуры окружающей среды до плюс 30 °С и выше. В этот период температура нефтяного газа, поступающего на участок осушки, превышает регламентное значение для летного времени, составляющее плюс 50 °С. Превышение проектного значения температуры газа, приводит к увеличению нагрузки на участок осушки газа и сокращению продолжительности цикла адсорбции. Установка предусматривает доохлаждение нефтяного газа с третьей ступени компрессоров С-200, С-300, отобранного после воздушных холодильников АХ-260, АХ-360, с помощью рекуперативных теплообменников поз. НХ-265, НХ-365. В межтрубное пространство теплообменников подается дросселированный низкотемпературный конденсат.

В состав установки доохлаждения входят:

- кожухотрубчатые теплообменники типа ТУ (2 шт.);
- сепаратор центробежный газовый СЦВ-Г-426/10;
- насосы центробежные типа БЭН-1261/4-МС (1 рабочий + 1 резервный).

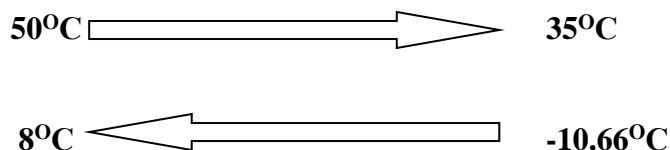
При работе установки дополнительного охлаждения газа, газ с выхода АХ-260(АХ-360) через отсежные клапаны ROV-2651(ROV-3651), подается в кожухотрубные теплообменники НХ-265(НХ-365). Охлаждение газа происходит до температуры 30-40°С за счет подачи в межтрубное пространство теплообменников НХ-265(НХ-365) дросселированного низкотемпературного конденсата отбираемого из сепаратора V-635, для чего часть потока отбирается из основной линии и через клапан-регулятор давления PV-6364 направляется в межтрубное пространство НХ-265(НХ-365). В результате дросселирования температура конденсата понижается с плюс 8 °С до минус 10,66 °С. Количество отбираемого конденсата регулируется с помощью пневмоприводного клапана FV-6365. Система автоматизации обеспечивает управление клапаном PV-6365 по показаниям расходомера FE-6365 и уровнемера сепаратора V-636. Пройдя через межтрубное пространство НХ-265(НХ-365) смешанный поток поступает в сепаратор V-636 где происходит его разделение на жидкую и газовую фракции. Газ из сепаратора V-636 возвращается в технологический процесс и сбрасывается в газопровод после слаг-кетчеров V-420 А/В. В случае закрытия существующего отсежного клапана ROV-4202, расположенного перед слаг-кетчерами, система автоматизации обеспечивает закрытие отсежного пневмоприводного клапана ROV-6362 и открытие отсежного клапана с пневмоприводом ROV-6361 для сброса газа на факел. С помощью насосов Р-637А/В оборудованных частотными преобразователями, жидкость из сепаратора V-636 возвращается в технологический процесс ЛГКС, смешиваясь с основным потоком из V-635 подается на теплообменник НХ-646 и далее через клапан-регулятор расхода FV-6353 подается на 8-ую тарелку ректификационной колонны V-640. Давление в сепараторе V-636 составляет 0,26 МПа(изб.) и поддерживается с помощью регулирующего пневмоприводного клапана PV-6363.

Поддержание уровня жидкости 500-1000 мм в сепараторе V-636 осуществляется автоматически при помощи насосов Р-637А/В оборудованных частотной регулировкой оборотов. Контроль уровня осуществляется прибором LT-63618. Понижение уровня до 330 мм сигнализируется LSL-6319, повышение уровня до 1130 мм сигнализируется LSH-6317. Также сигнализируется аварийно высокий уровень 1230 мм и аварийно низкий уровень 230 мм в сепараторе V-636 сигнализаторами LSHH-6314 и LSL-6315 соответственно.

2. Расчёт кожухотрубчатого теплообменника

2.1 Технологический расчёт теплообменника

2.1.1 Температурный расчет



Начальная температура газа: $t_{1H} := 50 \text{ }^\circ\text{C}$ Конечная температура газа: $t_{1K} := 35 \text{ }^\circ\text{C}$

Начальная температура конденсата: $t_{2H} := -10.66 \text{ }^\circ\text{C}$

Конечная температура конденсата: $t_{2K} := 8 \text{ }^\circ\text{C}$

Большая разность температур теплоносителей на входе теплообменника: $\Delta t_{\text{б}} := t_{1K} - t_{2H} = 45.66 \text{ K}$

Меньшая разность температур теплоносителей на выходе теплообменника: $\Delta t_{\text{м}} := t_{1H} - t_{2K} = 42 \text{ K}$

Средний температурный напор: $\Delta t_{\text{ср}} := \frac{\Delta t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{м}}}{2} = 43.83 \text{ K}$

Средняя температура конденсата: $t_{2\text{ср}} := 0.5 \cdot (t_{2H} + t_{2K}) = 271.82 \text{ K}$

Средняя температура газа: $t_{1\text{ср}} := t_{2\text{ср}} + \Delta t_{\text{ср}} = 315.65 \text{ K}$

В Таб. №1 приведены теплофизические параметры. Данные взяты из ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК. Технологический регламент. №16-Т Н-СТП-С 100-ЛГКС 5.0.Версия 5.00 г. Стрежевой 2016

Таблица №1 Теплофизические параметры теплоносителей

Свойство	Размерность	Теплоноситель, при температуре	
		Конденсат ($t_2=0^0 \text{ C}$)	Газ($t_1=42.5^0 \text{ C}$)
ρ	кг/м ³	553.44	63.32
C_p	Дж/(кг·К)	2685.5	2420.2
λ	Вт/(м·К)	0.1002	0.0548
μ	Па·с	$1.504 \cdot 10^{-4}$	$1,66 \cdot 10^{-5}$

Обозначим индекс 1-для газа, индекс 2- для конденсата.

Плотность: $\rho_1 := 63.32 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\rho_2 := 553.44 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Удельная теплоемкость теплоносителей: $C_1 := 2420.2 \frac{\text{joule}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ $C_2 := 2685.5 \frac{\text{joule}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$

Теплопроводность теплоносителей: $\lambda_1 := 0.0548 \frac{\text{watt}}{\text{m} \cdot \text{K}}$ $\lambda_2 := 0.1002 \frac{\text{watt}}{\text{m} \cdot \text{K}}$

Динамическая вязкость: $\mu_1 := 1.66 \cdot 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ $\mu_2 := 1.504 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$

2.1.2 Материально-тепловой расчет

Массовый расход газа: $G_1 := 159828.73 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$

С учетом потерь в размере 5% расход теплоты:

$$Q := 1.05 \cdot G_1 \cdot C_1 \cdot (t_{1H} - t_{1K}) = 1.692 \times 10^6 \text{ W}$$

Расход нестабильного конденсата: $G_2 := \frac{Q}{C_2 \cdot (t_{2K} - t_{2H})} = 33.771 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$

Объемный расход нестабильного конденсата: $V_2 := \frac{G_2}{\rho_2} = 0.061 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$

2.1.3 Предварительный расчет поверхности теплообмена

Теплопередача при вынужденном движении теплоносителя от газа к жидкости [3, стр.172]

$$K_{\text{op.max}} := 60 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}} \quad K_{\text{op.min}} := 10 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

$$F_{\text{op.min}} := \frac{Q}{K_{\text{op.max}} \cdot \Delta t_{\text{cp}}} = 643.519 \text{ m}^2 \quad F_{\text{op.max}} := \frac{Q}{K_{\text{op.min}} \cdot \Delta t_{\text{cp}}} = 3.861 \times 10^3 \text{ m}^2$$

Теоретическая поверхность теплопередачи F находится пределах $643.6 < F < 3861 \text{ (m}^2\text{)}$

Для обеспечения интенсивного теплообмена необходимо подобрать аппарат с турбулентным режимом течения теплоносителей. Газ направим в трубное пространство, так как он дает загрязнения, нестабильный конденсат в межтрубное пространство.

Найдем скорость w_1 , для турбулентного течения природного газа $Re > 15000$

Зададим диаметр труб 25x2 мм $d_B := 21 \text{ mm}$ $d_H := 25 \text{ mm}$ $\delta_{\text{CT}} := 2 \text{ mm}$

Зная теплофизические свойства газа, получим: [3, с т р .17]

$$Re := 15000 \quad w_1 := \frac{Re \cdot \mu_1}{d_B \cdot \rho_1} = 0.187 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Найдем число труб в одном ходе теплообменника n, который необходим для заданного расхода газа:

$$n_1 := \frac{V_1}{0.785 \cdot w_1 \cdot d_B^2} \quad n := \text{Ceil}(n_1, 1) = 2.005 \times 10^3$$

Для обеспечения движения газа в турбулентном потоке, в аппарате должно быть не более 2005 труб диаметром 25x2 мм

2.1.4 Уточненный (поверочный) расчет площади теплопередающей поверхности

Расчет коэффициента теплопередачи K

Тепловая проводимость загрязнений $1/r=1/\delta$ является справочной величиной [3, с. 531].

Примем со стороны газа $1/r_{31}=2900 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$, со стороны нестабильного конденсата

$1/r_{32}=5800 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$

Коэффициент теплопроводности стенки для стали 20:

$$\lambda_{\text{ст}} := 25.1 \frac{\text{watt}}{\text{m}\cdot\text{K}}$$

Коэффициент теплопроводности загрязнений со стороны горячего и холодного теплоносителя соответственно

$$\lambda_{31} := 2900 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2\cdot\text{K}} \quad \lambda_{32} := 5800 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2\cdot\text{K}}$$

Найдем сумму термических сопротивлений :

$$R := \frac{1}{\frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{\lambda_{31}} + \frac{1}{\lambda_{32}}} = 1.675 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{K}\cdot\text{s}^3}$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи со стороны газа: [4, стр.308]

Критерий Прандтля: $Pr_1 := \frac{C_1 \cdot \mu_1}{\lambda_1} = 0.733$ Формула применима т.к. $Pr > 0.7$

Коэффициент теплоотдачи: $\alpha_1 := 0.023 \cdot \frac{\lambda_1}{d_B} \cdot Re^{0.8} \cdot Pr_1^{0.4} = 116.207 \frac{\text{kg}}{\text{K}\cdot\text{s}^3}$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи со стороны конденсата: [4, стр.312]

Критерий Прандтля $Pr_2 := \frac{C_2 \cdot \mu_2}{\lambda_2} = 4.031$

Шаг трубы для труб 25x 2: $t := 1.2 \cdot d_H + 2\text{mm} = 0.032 \text{ m}$

Числовой коэффициент: $C_k := 1 + 0.1 \cdot \frac{t}{d_H} = 1.128$

При шахматном расположении труб: $\eta_k := 0.6$ $\varepsilon := 0.171$

Критерий Нуссельта: $Nu_2 := C_k \cdot Re^{\eta_k} \cdot Pr_2^{0.4} \cdot \varepsilon = 107.925$

Коэффициент теплоотдачи: $\alpha_2 := \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_H} = 432.563 \frac{\text{kg}}{\text{K}\cdot\text{s}^3}$

Тогда коэффициента теплопередачи K равен:
[3, с .168]

$$K := \frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}} = 86.851 \frac{\text{kg}}{\text{K}\cdot\text{s}^3}$$

Определение минимальной расчетной поверхности теплопередачи:

$$F := \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}} = 444.57 \text{ m}^2$$

В результате всех вычислений для охлаждения газа следует принять в соответствии с ГОСТ 15118-79 горизонтальный кожухотрубчатый теплообменник с площадью теплопередающей поверхности 444.57 m^2 .

2.2 Конструктивный расчет

2.2.1 Расчет количества труб в трубной решетке

Исходя из заданной производительности аппарата и скорости движения газа, по уравнению расхода определяем площадь проходного сечения трубок одного хода f_1

Зададим скорость движения газа: $w := 10 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

$$f_1 := \frac{G_1}{\rho_1 \cdot w} = 0.07 \text{ m}^2 \quad G_1 = 44.397 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

где G_1 -расход газ, кг/с ; ρ_1 -плотность газа, кг/м³; w -скорость движения газа ,м /с .

Отсюда число трубок одного хода

$$n_2 := \text{Ceil} \left(\frac{f_1}{0.785 \cdot d_B^2}, 1 \right) = 203$$

Расчетная длина одной трубки при одном ходе

$$L_1 := \text{Ceil} \left(\frac{F}{\pi \cdot d_B \cdot n_2}, 1 \text{ m} \right) = 34 \text{ m}$$

Число ходов трубного пространства

$$l := 9 \text{ m} \quad Z := \text{Ceil} \left(\frac{L_1}{l}, 1 \right) = 4$$

Общее число трубок, размещаемое на трубной решетке $n := n_2 \cdot Z = 812$

2.2.2 Расчет внутреннего диаметра теплообменного аппарата

Диаметр теплообменника находят из соотношения

Шаг трубы для труб 25x2:

$$t := 1.2 \cdot d_H + 2 \text{ mm} = 0.032 \text{ m}$$

Коэффициент заполнения трубной решетки:

$$\eta := 0.8$$

$$D_B := \text{Ceil} \left(1.1 \cdot t \cdot \sqrt{\frac{n}{\eta}}, 0.1 \text{ m} \right) = 1.2 \text{ m}$$

Общая длина кожухотрубчатого теплообменника равна сумме длины труб и высоты распределительной камеры с двумя крышками

Примем высоту распределительной камеры двух крышек $h := 1000 \text{ mm}$

$$H := 1 + h = 10 \text{ m}$$

2.2.3 Расчет внутреннего диаметра штуцеров.

Внутренний диаметр штуцера горячего теплоносителя

$$d_1 := \text{Ceil} \left(\sqrt{\frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot \rho_1 \cdot w}}, 0.01 \text{ m} \right) = 0.3 \text{ m}$$

Внутренний диаметр штуцера холодного теплоносителя

Примем рекомендованную скорость жидкости равную

$$w_2 := 2 \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$d_2 := \text{Ceil} \left(\sqrt{\frac{4 \cdot G_2}{\pi \cdot \rho_2 \cdot w_2}}, 0.01 \text{ m} \right) = 0.2 \text{ m}$$

2.3 Механический расчет теплообменников

2.3.1 Расчет толщины стенок

2.3.1.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки кожуха

Материалы, применяемые для изготовления сборочных единиц теплообменных аппаратов

По ГОСТ 5520 [6]

Кожух: Сталь марки 09Г2С

Распределительная камера: Сталь марки 09Г2С

Трубы: Сталь 20

Трубная решетка: Сталь марки 09Г2С

Выбор стали марки 09Г2С обусловлен устойчивостью свойств в широком температурном диапазоне позволяющая применять детали из этой марки в диапазоне температур от -70 до +450 С. Также легкая свариваемость позволяет изготавливать из листового проката этой марки сложные конструкции для химической, нефтяной, строительной, судостроительной и других отраслей. Высокая механическая устойчивость к низким температурам также позволяет с успехом применять трубы из 09Г2С на севере страны.

Также марка широко используется для сварных конструкций. Сварка может производиться как без подогрева, так и с предварительным подогревом до 100-120 С. Так как углерода в стали мало, то сварка ее довольно проста, причем сталь не закаливается и не перегревается в процессе сварки, благодаря чему не происходит снижение пластических свойств или увеличение ее зернистости. К плюсам применения этой стали можно отнести также, что она не склонна к отпускной хрупкости и ее вязкость не снижается после отпуска. Вышеприведенными свойствами объясняется удобство использования 09Г2С от других сталей с большим содержанием углерода или присадок, которые хуже варятся и меняют свойства после термообработки. Для сварки 09Г2С можно применять любые электроды, предназначенные для низколегированных и малоуглеродистых сталей, например Э42А и Э50А.

Рабочее давление в корпусе $p_K := 0.26 \text{ МПа}$ Внутренний диаметр : $D_B = 1.2 \text{ м}$

Плотность воды $\rho_B := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

Расчетное давление в корпусе $p_{p1} := \text{Ceil}(p_K + \rho_B \cdot g \cdot D_B, 0.01 \text{ МПа}) = 2.8 \times 10^5 \text{ Па}$

Температура корпуса $t_K := 0 \text{ }^\circ\text{C}$ Скорость коррозии: $\Pi := 0.09 \frac{\text{мм}}{\text{ур}}$

Плотность среды: $\rho_2 = 553.44 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ Срок эксплуатации: $t_3 := 20 \text{ ур}$

Давление в трубах: $p_T := 6.7 \text{ МПа}$ Температура труб: $t_T := 100 \text{ }^\circ\text{C}$
максимально возможная согласно [1]

Расчетное давление в трубах $p_{p2} := \text{Ceil}(p_T + \rho_B \cdot g \cdot D_B, 0.1 \text{ МПа}) = 6.8 \times 10^6 \text{ Па}$

Определим толщину стенки кожуха теплообменного аппарата

Так как температура ниже $20 \text{ }^\circ\text{C}$ за расчетную температуру при определении допускаемых напряжений принимают температуру $20 \text{ }^\circ\text{C}$. [7]

Допускаемое напряжение: $\sigma_K := 196 \text{ МПа}$ [6. табл. А.1]

т.к аппарат изготавливается из листового проката, тогда допускаемое напряжение

$$\eta := 1 \quad \sigma_{кд} := \eta \cdot \sigma_K = 1.77 \times 10^8 \text{ Па}$$

Допускаемое напряжение при пневматических и гидравлических испытаниях определяется по пределу текучести для стали 09Г2С при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, взятому из табл. Б.1 ГОСТ Р 52857.1 [7]

$R_{e20} := 265.5 \text{ МПа}$ Коэффициенты запаса прочности при гидравлических испытаниях: $n_{тг} := 1.1$

Коэффициенты запаса прочности при пневматических испытаниях: $n_{тп} := 1.2$

$$\sigma_{и} := \min\left(\frac{R_{e20}}{n_{тг}} \cdot \eta, \frac{R_{e20}}{n_{тп}} \cdot \eta\right) = 2.212 \times 10^8 \text{ Па}$$

Пробное давление при испытании, соответствии с ФНП [8]

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа} \quad p_{и} := 1.25 \cdot p_{p1} \cdot \frac{|\sigma_{20}|}{|\sigma_{кд}|} = 3.876 \times 10^5 \text{ Па}$$

Коэффициент прочности ϕ продольных сварных швов обечайки при условии, что шов стыковой, выполняемый вручную с одной стороны при длине контролируемых швов 100 %, по табл. Д.1 ГОСТ Р 52857.1 [7] принимаем

$$\phi := 1$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии и эрозии

$$c_{11} := \Pi \cdot t_3 = 1.8 \times 10^{-3} \text{ m} \quad c_1 := 2 \text{ mm} \quad \text{согласно ГОСТ Р 53677-2009 [9]}$$

Определение толщины стенок: согласно ГОСТ Р 52857.2 -2007[12]

$$s_c := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{p1} \cdot D_B}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{кд} - p_k}, \frac{p_{п1} \cdot D_B}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{п1} - p_{п1}} \right) + c_1, 1 \text{ mm} \right) = 4 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Примем толщину стенки кожуха согласно ГОСТ Р 53677-2009 [9] $s_c := 12 \text{ mm}$

Допускаемое внутреннее избыточное давление корпуса:

$$p_{дк} := \frac{2 \cdot \sigma_{кд} \cdot \varphi \cdot (s_c - c_1)}{D_B + (s_c - c_1)} = 2.926 \times 10^6 \text{ Pa}$$

Проверка условия применения формул:

$$Prov_0 := \begin{cases} \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{(s_c - c_1)}{D_B} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применимости формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_0 = "Условия применимости выполняются"

$$p_{дк} := p_{p1}$$

2.3.1.2 Расчет толщины стенки эллиптического днища

Радиус кривизны в вершине днища равен: $R := 0.25 \cdot D_B = 0.3 \text{ m}$

$$s_{1c} := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{p1} \cdot R}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{кд} - 0.5 p_k}, \frac{p_{п1} \cdot R}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{п1} - 0.5 p_{п1}} \right) + c_1, 1 \text{ mm} \right) = 3 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Примем толщину стенки полусферического днища согласно ГОСТ Р 53677-2009 [9]

$$s_{1c} := 12 \text{ mm}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формуле:

$$p_{дп} := \frac{2 \cdot (s_{1c} - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_{кд}}{R + 0.5 \cdot (s_{1c} - c_1)} = 1.161 \times 10^7 \text{ Pa}$$

2.3.1.3 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки распределительной камеры

Допускаемое напряжение стали при 100 °С

$$\sigma := \begin{pmatrix} 196 \text{ MPa} \\ 177 \text{ MPa} \end{pmatrix} \quad \sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t_1, \sigma, t_T), 0.5 \text{ MPa}) = 1.77 \times 10^8 \text{ Pa}$$

т.к аппарат изготавливается из листового проката, тогда допускаемое напряжение

$$\eta = 1 \quad \sigma_p := \eta \cdot \sigma = 1.77 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Определение толщины стенок согласно [12. ГОСТ Р52857.2 -2007]

Пробное давление при испытании в соответствии с ФНП [8]

$$p_{ил} := 1.25 \cdot p_{p2} \cdot \frac{|\sigma_{20}|}{|\sigma_p|} = 9.412 \times 10^6 \text{ Pa}$$

Коэффициент прочности ϕ продольных сварных швов обечайки при условии, что стыковой или тавровый с двусторонним сплошным проваром, выполняемый автоматической и полуавтоматической сваркой, по табл. Д.1 ГОСТ Р 52857.1[7] $\phi_1 := 1$

$$s_{срк} := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{p2} \cdot D_B}{2 \cdot \phi_1 \cdot \sigma_p - p_T}, \frac{p_{ил} \cdot D_B}{2 \cdot \phi_1 \cdot \sigma_{и} - p_{ил}} \right) + c_1, 1 \text{ mm} \right) = 0.029 \text{ m}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление распределительной камеры

$$p_{д1} := \frac{2 \cdot \sigma_{и} \cdot \phi_1 \cdot (s_{срк} - c_1)}{D_B + (s_{срк} - c_1)} = 9.737 \times 10^6 \text{ Pa} \quad p_{д1} := p_{p2}$$

Проверка условия применения формул

$$\text{Prov}_1 := \begin{cases} \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{(s_{срк} - c_1)}{D_B} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применимости формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_1 = "Условия применимости выполняются"

2.3.1.4 Расчет толщины стенки эллиптического днища распределительной камеры

Радиус кривизны в вершине днища равен $R := 0.25 \cdot D_B = 0.3 \text{ m}$

$$s_{2c} := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{p2} \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_p - 0.5 p_T}, \frac{p_{ил} \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{и} - 0.5 \cdot p_{ил}} \right) + c_1, 1 \text{ mm} \right) = 9 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляются по формул

$$p_{\text{дк2}} := \frac{2 \cdot (s_{2c} - c_1) \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{И}}}{R + 0.5 \cdot (s_{2c} - c_1)} = 1.021 \times 10^7 \text{ Pa}$$

Примем толщину стенки полусферического днища согласно ГОСТ Р 53677-2009 [9] равную $s_{2c} := 12 \text{ mm}$

2.3.2 Расчет температурных напряжений в трубах и корпусе

Коэффициенты линейного расширения сталей (обечайка):

$$a_{\text{к}} := 11.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{\Delta^\circ\text{C}}$$

Коэффициенты линейного расширения сталей (трубы):

$$a_{\text{Т}} := 11.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{\Delta^\circ\text{C}}$$

Давление в трубах: $p_{\text{д1}} = 6.8 \times 10^6 \text{ Pa}$

Давление кожух: $p_{\text{дк}} = 2.8 \times 10^5 \text{ Pa}$

Наружный диаметр кожуха:

$$D_{\text{Н}} := D_{\text{В}} + 2 \cdot s_{\text{с}} \quad D_{\text{Н}} = 1.224 \text{ m}$$

Внутренний диаметр труб:

$$d_{\text{В}} = 0.021 \text{ m}$$

Наружный диаметр труб:

$$d_{\text{Н}} = 0.025 \text{ m}$$

Модуль упругости материала труб:

$$E_{\text{Т}} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала кожуха:

$$E_{\text{к}} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Площадь сечения труб:

$$F_{\text{Т}} := n \cdot \pi \cdot \frac{(d_{\text{Н}}^2 - d_{\text{В}}^2)}{4} \quad F_{\text{Т}} = 0.117 \text{ m}^2$$

Площадь сечения кожуха:

$$F_{\text{к}} := \frac{\pi (D_{\text{Н}}^2 - D_{\text{В}}^2)}{4} \quad F_{\text{к}} = 0.046 \text{ m}^2$$

Температура корпуса:

$$t_{\text{к}} = 273.15 \text{ K}$$

Температура труб:

$$t_{\text{Т}} = 373.15 \text{ K}$$

Количество труб:

$$n = 812$$

Усилие обусловленное температурными деформациями

$$Q_{\text{Т}} := \frac{a_{\text{Т}} \cdot (t_{\text{Т}} - 20^\circ\text{C}) - a_{\text{к}} \cdot (t_{\text{к}} - 20^\circ\text{C})}{\frac{1}{E_{\text{Т}} \cdot F_{\text{Т}}} + \frac{1}{E_{\text{к}} \cdot F_{\text{к}}}} \quad Q_{\text{Т}} = 7.591 \times 10^6 \text{ N}$$

$$Q_{\text{к}} := Q_{\text{Т}} \quad Q_{\text{к}} = 7.591 \times 10^6 \text{ N}$$

Суммарное растягивающие усилие составит

$$Q_2 := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{В}}^2 - n \cdot d_{\text{Н}}^2) p_{\text{дк}} + \frac{\pi}{4} \cdot n \cdot d_{\text{В}}^2 \cdot p_{\text{д1}} \quad Q_2 = 2.118 \times 10^6 \text{ N}$$

Усилия, растягивающие трубки и кожух теплообменника обусловленные давлениями в аппарате

$$Q_{T2} := \frac{Q_2}{1 + \frac{F_K \cdot E_K}{F_T \cdot E_T}} \quad Q_{T2} = 1.524 \times 10^6 \text{ N} \quad Q_{K2} := \frac{Q_2}{1 + \frac{F_T \cdot E_T}{F_K \cdot E_K}} \quad Q_{K2} = 5.934 \times 10^5 \text{ N}$$

Напряжения возникающие в трубах и кожухе

$$\sigma_T := \frac{|Q_T| + Q_{T2}}{F_T} = 7.768 \times 10^7 \text{ Pa} \quad \sigma_K := \frac{|Q_K| + Q_{K2}}{F_K} = 1.791 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Величина превышает допустимое значение для стали равное $[\sigma]=177$ МПа, следовательно в рассматриваемом случае не возможно использовать теплообменник типа ТН Для дальнейшего расчета выберем теплообменный аппарат типа ТУ с соответствующей площадью теплообменной поверхности согласно ТУ 3612-023-00220302-01 [13]

Диаметр 1.2 м.

Площадь теплообменной поверхности 554.4 м².

Длина труб 6 м.

Количество труб 948 шт.

Трубы 25x2 мм

2.3.3 Расчет толщины трубной решетки

Расчет согласно ГОСТ Р 52857.7-2007 [16]

Согласно ГОСТ Р 52630-2012 и ГОСТ Р 55601-2013 выбираем комбинированный тип для сварных соединений соединения труб с трубными решетками С1Р4 таблица. Г1[10], [11]. Трубную решетку принимаем зажатую между фланцами с проточкой под восьмиугольную прокладку.

Фланцы стандартные приварные встык под прокладку восьмиугольного сечения по ГОСТ 28759.4-90 [15] монометаллические на $P_y=8-16$ МПа. черт.3 исполнение 1.

Средний диаметр прокладки

$$D_{\text{СП}} := 1290 \text{ mm}$$

Расчетное давление, действующее на решетку кожухотрубчатого теплообменного аппарата принимается равным максимально возможному перепаду давлений, действующих на решетку.

$$P_p := P_{d1} - P_{dk} = 6.52 \times 10^6 \text{ Pa}$$

Толщина стенки труб

$$s_T := 2 \text{ mm}$$

Шаг отверстий в трубной решетке

$$t_p := 0.032 \text{ m}$$

Диаметр отверстий при классе точности соединения № 2 согласно [11]:

$$d_0 := 25.25 \text{ mm}$$

Эффективный коэффициент ослабления решеток кожухотрубчатых теплообменных аппаратов с плавающей головкой и U-образными трубами и решетки и задней стенки камер аппаратов воздушного охлаждения;

$$d_e := d_0 - 2 \cdot s_T = 0.021 \text{ m}$$

$$\varphi_E := 1 - \frac{d_e}{t_p} = 0.336$$

Внутренний диаметр аппарата

$$D_{B1} := 1200 \text{ mm}$$

Толщина трубной решетки в зоне перфорации:

$$s_{pp} := \text{Ceil} \left(\frac{D_{cп}}{3.4} \cdot \sqrt{\frac{p_p}{\varphi E \cdot \sigma_p}}, 0.01 \text{ m} \right) = 0.13 \text{ m} \quad s_p := \text{Ceil}(s_{pp} + c_1 \cdot 2, 0.01 \text{ m}) = 0.14 \text{ m}$$

Толщина решеток аппаратов с U-образными трубами в месте уплотнения под кольцевую прокладку должна отвечать условию

$$s_{pg} := \max \left[0.5 \cdot D_{cп} \cdot \frac{p_p}{\sigma_p}, 0.71 \sqrt{\frac{p_p \cdot D_{cп}}{\sigma_p} \cdot (D_{cп} - D_{B1})} \right] + c_1 \cdot 2 = 0.05 \text{ m}$$

$$\text{Prov}_2 := \begin{cases} \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } s_p \geq s_{pg} \\ \text{"Условия применимости формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_2 = "Условия применимости выполняются"

2.3.4 Укрепление отверстий

2.3.4.1 Укрепление отверстий в цилиндрической обечайке распределительной камеры

Расчет производим согласно ГОСТ Р 52857.3-2007 [17]

Диаметр укрепляемых элементов для цилиндрической обечайки:	$D_p := D_{B1}$
Расчетное давление в кожухе:	$p_{D1} = 6.8 \times 10^6 \text{ Pa}$
Допускаемое напряжение материала при расчетной температуре:	$\sigma_1 := \sigma = 1.77 \times 10^8 \text{ Pa}$
Внутренний диаметр входного штуцера распределительной камеры:	$d_1 = 0.3 \text{ m}$
Коэффициент прочности сварного шва:	$\varphi_2 := 1$
Допускаемое напряжение материала внешней части штуцера:	$\sigma_2 := \sigma_1$
Допускаемое напряжение материала накладного кольца:	$\sigma_3 := \sigma_1$
Допускаемое напряжение материала внутренней части штуцера:	$\sigma_4 := \sigma_1$
Исполнительная длина штуцера:	$l_1 := 115 \text{ mm}$
Исполнительная толщина накладного кольца:	$s_2 := 20 \text{ mm}$
исполнительная ширина накладного кольца:	$l_2 := 100 \text{ mm}$
Исполнительная длина штуцера:	$l_3 := 0 \text{ mm}$

Коэффициент прочности сварных соединений:

$$\varphi_{ш} := 1$$

Исполнительная толщина стенки штуцера:

$$s_1 := 20 \text{ mm}$$

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки, при наличии штуцера с круглым поперечным сечением

$$d_p := d_1 + 2 \cdot c_1 = 0.304 \text{ m}$$

Условие применения формул для расчета укрепления отверстий в цилиндрических обечайках

$$\text{Prov}_3 := \begin{cases} \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{d_p - 2 \cdot c_1}{D_{B1}} \leq 1 \\ \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{(s_{срк} - c_1)}{D_B} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применимости формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_3 = "Условия применимости выполняются"

Расчетная толщина стенки обечайки

$$s_p := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{д1} \cdot D_B}{2 \cdot \varphi \cdot 2 \cdot \sigma_{и} - p_{д1}} + c_1, 1 \text{ mm} \right) \right) = 0.021 \text{ m}$$

Расчет толщины стенки штуцера, нагруженным внутренним давлением

$$s_{1p} := \text{Ceil} \left[\frac{p_{д1} \cdot (d_1 + 2 \cdot c_1)}{2 \cdot \sigma_1 \cdot \varphi \cdot 2 - p_{д1}}, 0.001 \text{ m} \right] = 6 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления

$$d_{оп} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_{срк} - c_1)} = 0.072 \text{ m}$$

Ширина зоны укрепления в кожухе:

$$l_p := \sqrt{D_p \cdot (s_{срк} - c_1)} = 0.18 \text{ m}$$

Расчетная длина штуцера:

$$l_{p1} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_1 + 2 \cdot c_1) \cdot (s_1 - c_1)} \right] = 0.092 \text{ m}$$

Расчетная ширина накладного кольца:

$$l_{2p} := \min \left[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s_{срк} - c_1)} \right] = 0.1 \text{ m}$$

Расчетная длина штуцера:

$$l_{p3} := l_3 = 0$$

Отношения допускаемых напряжений:

для внешней части штуцера

$$\chi_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_1} \right)$$

$$\chi_1 = 1$$

для внутренней части штуцера

$$\chi_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_4}{\sigma_1} \right)$$

$$\chi_3 = 1$$

для накладного кольца

$$\chi_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_1} \right)$$

$$\chi_2 = 1$$

Условие укрепления одиночных отверстий

$$A_p := l_p \cdot (s_{срк} - s_p - c_1) = 1.08 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$A_1 := l_{p1} \cdot (s_1 - s_{1p} - c_1) \cdot \chi_1 = 1.11 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

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

$$A_3 := l_{p3} \cdot \chi_3 = 0$$

$$A := 0.5 \cdot (d_p - d_{оп}) \cdot s_{срк} = 3.364 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

При укреплении отверстия с помощью накладного кольца (с определением площади этого кольца) должно выполняться условие.

$$\text{sum} := \frac{1}{\chi_2} \cdot (A - A_p - A_1 \cdot \chi_1 - A_3 \cdot \chi_3) = 1.174 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$\text{Prov}_{31} := \begin{cases} \text{"Условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } A_2 \geq \text{sum} \\ \text{"Условие укрепления отверстия НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Prov}_{31} = \text{"Условие укрепления отверстия выполняется"}$$

2.3.4.2 Укрепление отверстий в цилиндрической обечайке кожуха

Расчет производим согласно ГОСТ Р 52857.3-2007 [17]

Диаметр укрепляемых элементов для цилиндрической обечайки:	$D_p = 1.2 \text{ m}$
Расчетное давление в кожухе:	$p_{дк} = 2.8 \times 10^5 \text{ Pa}$
Допускаемое напряжение материала при расчетной температуре:	$\sigma_1 = 1.77 \times 10^8 \text{ Pa}$
Внутренний диаметр входного штуцера кожуха:	$d_2 := 200 \text{ mm}$
Исполнительная ширина накладного кольца:	$l_2 := 100 \text{ mm}$
Исполнительная длина штуцера:	$l_1 := 115 \text{ mm}$
Исполнительная толщина накладного кольца:	$s_2 := 10 \text{ mm}$
Исполнительная длина штуцера:	$l_3 = 0$
Исполнительная толщина стенки штуцера:	$s_1 := 8 \text{ mm}$

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки, при наличии штуцера с круглым поперечным сечением

$$d_{p1} := d_2 + 2 \cdot c_1 = 0.204 \text{ m}$$

Условие применения формул для расчета укрепления отверстий в цилиндрической обечайке

$$\text{Prov_32} := \begin{cases} \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{d_{p1} - 2 \cdot c_1}{D_{B1}} \leq 1 \\ \text{"Условия применимости выполняются"} & \text{if } \frac{(s_{cpk} - c_1)}{D_B} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применимости формул НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_32 = "Условия применимости выполняются"

Расчетная толщина стенки штуцера:

$$s_{p2} := \text{Ceil} \left(\max \left(\frac{p_{dk} \cdot D_p}{2 \cdot \varphi_2 \cdot \sigma_p - p_{dk}} + c_1, 1 \text{ mm} \right) \right) = 3 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Расчет толщины стенки штуцера, нагруженным внутренним давлением:

$$s_{1p1} := \text{Ceil} \left[\frac{p_{dk} \cdot (d_2 + 2 \cdot c_1)}{2 \cdot \sigma_1 \cdot \varphi_2 - p_{dk}}, 1 \text{ mm} \right] = 1 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_{op1} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_c - c_1)} = 0.044 \text{ m}$$

Ширина зоны укрепления в кожухе: $l_p := \sqrt{D_p \cdot (s_c - c_1)} = 0.11 \text{ m}$

Расчетная длина штуцера: $l_{p1} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_2 + 2 \cdot c_1) \cdot (s_1 - c_1)} \right] = 0.041 \text{ m}$

Расчетная длина штуцера: $l_{p3} = 0$

Расчетная ширина накладного кольца: $l_{2p} := \min \left[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s_c - c_1)} \right] = 0.1 \text{ m}$

Отношения допускаемых напряжений:

для внешней части штуцера	для накладного кольца	для внутренней части штуцера
$\chi_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_1} \right) \quad \chi_1 = 1$	$\chi_2 := \min \left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_1} \right) \quad \chi_2 = 1$	$\chi_3 := \min \left(1, \frac{\sigma_4}{\sigma_1} \right) \quad \chi_3 = 1$

Условие укрепления одиночных отверстий:

$$A_p := l_p \cdot (s_c - s_{p2} - c_1) = 7.668 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$A_1 := l_{p1} \cdot (s_1 - s_{1p1} - c_1) \cdot \chi_1 = 2.048 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$A_2 := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 = 2.2 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$A_3 := l_{p3} \cdot \chi_3 = 0$$

$$A := 0.5 \cdot (d_2 + d_{op1}) \cdot s_c = 1.313 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

При укреплении отверстия с помощью накладного кольца (с определением площади этого кольца) должно выполняться условие.

$$\text{sum} := \frac{1}{\chi_2} \cdot (A_1 - A_p - A_1 \cdot \chi_1 - A_3 \cdot \chi_3) = 3.413 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$\text{Prov}_3 := \begin{cases} \text{"Условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } A_2 \geq \text{sum} \\ \text{"Условие укрепления отверстия НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov₃ = "Условие укрепления отверстия выполняется"

Проверка укрепления штуцера В, за счет избыточной толщины стенки переходной обечайки.

Толщина стенки переходной обечайки

$$s_{c1} := 51 \text{ mm}$$

Расчетная ширина накладного кольца

$$l_{2p} := 0$$

Условие укрепления одиночных отверстий

$$A_2 := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 = 0$$

$$A_p := l_p \cdot (s_{c1} - s_{p2} - c_1) = 5.039 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$\text{sum} := A_p + A_2 + A_3 + A_1 = 5.244 \times 10^{-3} \text{ m}^2 \quad A_1 = 1.313 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$\text{sum} \geq A_1$$

2.3.5 Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений

Расчет произведен согласно ГОСТ Р 52857.4-2007 [18]

Наружный диаметр тарелки фланца

$$D_1 := 1645 \text{ mm}$$

Внутренний диаметр тарелки фланца

$$D_{B1} = 1.2 \text{ m}$$

Диаметр окружности расположения шпилек

$$D_G := 1535 \text{ mm}$$

Наружный диаметр прокладки

$$D_{H.B.} := 1306 \text{ mm}$$

Толщина тарелки фланца

$$h := 180 \text{ mm}$$

Модуль упругости материала фланца при 20⁰С 09Г 2С

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

Модуль упругости материала фланца при расчетной температуре 09Г 2С 100⁰ С

$$E_1 := 1.99 \cdot 10^5 \cdot \text{MPa}$$

Модуль упругости материала шпильки при 20⁰ С (Сталь 40Х)

$$E_{G20} := 2.18 \cdot 10^5 \cdot \text{MPa}$$

Модуль упругости материала шпильки при расчетной температуре (Сталь 40Х)

$$E_G := 2.15 \cdot 10^5 \cdot \text{MPa}$$

Температурный коэффициент линейного расширения материала фланца 09Г 2С $\alpha_{\phi} := 11.6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\Delta^{\circ}\text{C}}$

Температурный коэффициент линейного расширения материала трубной решетки сталь 20 $\alpha_{\text{p}} := \alpha_{\phi}$

Температурный коэффициент линейного расширения материала шпильки при расчетной температуре (Сталь 40Х) $\alpha_{\sigma} := 11.3 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\Delta^{\circ}\text{C}}$

Допускаемое напряжение шпильки при 20⁰С Сталь 40Х $\sigma_{0\sigma} := 230 \cdot \text{MPa}$

Допускаемое напряжение шпильки в рабочих условиях Сталь 40Х $\sigma_{0\text{p}} := 230 \cdot \text{MPa}$

Допускаемое значение общих мембранных и изгибных напряжений $\sigma_{\text{M}} := 315 \text{MPa}$

Допускаемое напряжение для материала фланца $\sigma := 305 \text{MPa}$

Внешний изгибающий момент $M := 1.064 \cdot 10^5 \text{N} \cdot \text{m}$

Внешняя осевая сила $F := 0$

Толщина трубной решетки между прокладками $h_{\text{p}} := 60 \text{mm}$

Прокладочный коэффициент $m := 5.5$

Расчетная температура трубной решетки $t_{\text{p}} := 100^{\circ}\text{C}$

Определение расчетных параметров

Расчетные температуры

Расчетная температура плоских фланцев $t_{\phi} := 0.96 t_{\text{T}} = 358.224 \text{K}$

Расчетная температура шпильки $t_{\sigma} := 0.85 t_{\text{T}} = 317.177 \text{K}$

Допускаемые напряжения для материала болтов (шпилек)

Предел текучести материала шпилек при расчетной температуре $\sigma_{\text{T}} := 360 \text{MPa}$

Временное сопротивление материала шпилек при расчетной температуре $\sigma_{\text{B}} := 630 \text{MPa}$

Коэффициент запаса по отношению к пределу текучести $n_{\text{T}} := 2.2$

$$\frac{\sigma_{\text{T}}}{\sigma_{\text{B}}} = 0.571 \quad \text{При } 0.524 < 0.7$$

$$\sigma_{\text{б.н}} := \frac{\sigma_{\text{T}}}{n_{\text{T}}} = 1.636 \times 10^8 \text{Pa}$$

Допускаемые напряжения для (шпилек) при затяжке в рабочих условиях и при расчете на условия испытания вычисляются по формулам

Коэффициент увеличения допускаемых напряжений при затяжке $\xi := 1.2$

Коэффициент условий работы для рабочих условий $K_{y.p} := 1$

Коэффициент условий затяжки при обычной неконтролируемой затяжке $K_{y.z} := 1$

Коэффициент учета нагрузки от температурных деформаций $K_{y.T} := 1$

$$\sigma_{б.м} := \xi \cdot K_{y.p} \cdot K_{y.z} \cdot K_{y.T} \cdot \sigma_{б.н} = 1.964 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\xi_1 := 1.2$$

Коэффициент увеличения допускаемых напряжений при затяжке

Коэффициент условий работы для условий испытания $K_{y.p1} := 1.35$

Коэффициент условий затяжки при обычной неконтролируемой затяжке $K_{y.z1} := 1$

Коэффициент учета нагрузки от температурных деформаций $K_{y.T1} := 1$

$$\sigma_{б.p} := \xi_1 \cdot K_{y.p1} \cdot K_{y.z1} \cdot K_{y.T1} \cdot \sigma_{б.н} = 2.651 \times 10^8 \text{ Pa}$$

2.3.5.1 Усилия, необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения

Ширина прокладки $b_{п} := 32 \cdot \text{mm}$

Эффективная ширина прокладки $b_0 := \frac{b_{п}}{4} = 8 \times 10^{-3} \text{ m}$

Расчетный диаметр прокладки $D_{сп} := D_{н.в.} - b_0 = 1.298 \text{ m}$

Для сред с высокой проникающей способностью: $q_{обж} := 35 \cdot \text{MPa}$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке: $P_{обж} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q_{обж} = 5.709 \times 10^5 \text{ N}$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения: $R_{п} := \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot p_{д1} = 2.218 \times 10^5 \text{ N}$

2.3.5.2 Усилия в болтах (шпильках) фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях

Суммарную площадь сечения болтов (шпилек) по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра вычисляют по формуле:

число болтов $n := 36$

площадь поперечного сечения шпильки по внутреннему

$$\text{диаметру резьбы M56: } f_{\sigma} := 1905 \cdot \text{mm}^2 \quad d := 56 \cdot \text{mm}$$

$$A_{\sigma} := n \cdot f_{\sigma} = 0.076 \text{ m}^2$$

Равнодействующую нагрузку от давления вычисляем по формуле:

$$Q_{\text{д}} := 0.785 \cdot D_{\text{сп}}^2 \cdot p_{\text{д1}} = 8.993 \times 10^6 \text{ N}$$

Приведенную нагрузку, вызванную воздействием внешней силы и изгибающим моментом, вычисляют по формуле:

$$Q_{\text{FM}} := \max\left(F + \frac{4 \cdot M}{D_{\text{сп}}}, F - \frac{4 \cdot M}{D_{\text{сп}}}\right) = 3.279 \times 10^5 \text{ N}$$

жесткость фланцевого соединения

податливость для металлических прокладок $y_{\text{п}} := 0$

расстояние между опорными поверхностями гайки $L_{\sigma 0} := 460 \cdot \text{mm}$

эффективная длина шпильки $L_{\sigma} := L_{\sigma 0} + 0.56 \cdot d = 0.491 \text{ m}$

коэффициенты, зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными в стык фланцами с конической втулкой определяют по графикам

$$\beta_{\text{v}} := 0.14$$

$$\beta_{\text{F}} := 0.7$$

отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_1}{D_{\text{в1}}} = 1.371$$

$$\beta_{\text{T}} := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \ln(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 3.408$$

$$\beta_{\text{Z}} := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} = 3.275$$

$$\beta_{\text{U}} := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \ln(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 13.412$$

$$\beta_{\text{Y}} := \frac{1}{K - 1} \cdot \left(0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \ln(K)}{K^2 - 1}\right) = 12.26$$

толщина втулки приварного встык фланца

$$S_0 := 52 \text{ mm}$$

параметр длины обечайки

$$l_0 := \sqrt{D_{\text{в1}} \cdot S_0} = 0.25 \text{ m}$$

Коэффициент вычисляют по формуле

$$\lambda := \frac{\beta_{\text{F}} \cdot h + l_0}{\beta_{\text{T}} \cdot l_0} + \frac{\beta_{\text{v}} \cdot h^3}{\beta_{\text{U}} \cdot l_0 \cdot S_0^2} = 0.531$$

угловая податливость фланца при затяжке

$$y_{\text{ф}} := \frac{0.91 \cdot \beta_{\text{v}}}{E_{20} \cdot \lambda \cdot S_0^2 \cdot l_0} = 1.69 \times 10^{-9} \frac{1}{\text{J}}$$

податливость шпилек

$$y_{\sigma} := \frac{L_{\sigma}}{E_{\sigma 20} \cdot (n \cdot f_{\sigma})} = 2.958 \times 10^{-11} \frac{\text{s}^2}{\text{kg}}$$

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

$$b := 0.5 \cdot (D_{\sigma} - D_{\text{сп}}) = 0.119 \text{ m}$$

$$\gamma := \frac{1}{y_{\Pi} + y_{\sigma} \cdot \frac{E_{\sigma 20}}{E_{\sigma}} + 2 \left(y_{\Phi} \cdot \frac{E_{20}}{E_1} \right) \cdot b^2} = 1.249 \times 10^{10} \frac{\text{kg}}{\text{s}^2}$$

Нагрузку, вызванную стесненностью температурных деформаций, вычисляют по формуле - в случае, если между фланцами зажата трубная решетка

$$Q_t := \gamma \cdot \left[2 \cdot \alpha_{\Phi} \cdot h \cdot (t_{\Phi} - 20 \text{ }^{\circ}\text{C}) \dots \right. \\ \left. + \alpha_p \cdot h_p \cdot (t_p - 20 \text{ }^{\circ}\text{C}) - \alpha_{\sigma} \cdot (h + h + h_p) \cdot (t_{\sigma} - 20 \text{ }^{\circ}\text{C}) \right] = 2.604 \times 10^6 \text{ N}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой, вычисляют по формулам:

- для приварных встык и плоских фланцев с плоскими прокладками

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\Pi} - 2y_{\Phi} \cdot b \cdot \text{mm}}{y_{\Pi} - y_{\sigma} + 2 \cdot y_{\Phi} \cdot b^2} = 1.022$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом, вычисляют по формулам:

- для приварных встык и плоских фланцев

Угловую податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом, вычисляют по формулам

$$y_{\Phi, \text{н}} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_{\sigma}}{E_{20} \cdot D_1 \cdot h^3} = 3.691 \times 10^{-10} \frac{1}{\text{J}}$$

эквивалентная толщина втулки фланцев приварных встык, вычисляемая по формуле

Коэффициент, зависящий от соотношения размеров конической втулки

толщина втулки приварного встык фланца в месте присоединения к тарелке

$$S_1 := 104 \cdot \text{mm}$$

$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 2 \quad x := \frac{1}{\sqrt{D_{\text{в1}} \cdot S_0}} = 36.029$$

$$\zeta := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.98 \quad S_{\text{э}} := \zeta \cdot S_0 = 0.103 \text{ m}$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев принимается равным:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{СП}} - D_{\text{В1}} - S_9) = -2.47 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$\alpha_M := \frac{y_{\text{б}} + 2 \cdot y_{\text{ф.н}} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{СП}}} \right)}{y_{\text{б}} + y_{\text{п}} \cdot \left(\frac{D_{\text{б}}}{D_{\text{СП}}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\text{ф.н}} \cdot b^2} = 0.995$$

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

$$P_{\text{б1}} := \max \left[\alpha \cdot (Q_{\text{д}} + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot M}{D_{\text{СП}}}, \alpha \cdot (Q_{\text{д}} + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot M}{D_{\text{СП}}} - Q_{\text{т}} \right] = 9.743 \times 10^6 \text{ N}$$

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

$$P_{\text{б2}} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\text{б}} \cdot \sigma_{0\text{б}}) = 7.01 \times 10^6 \text{ N}$$

Расчетную нагрузку на болты (шпильки) фланцевых соединений вычисляют по формулам:
- при затяжке фланцевого соединения

$$P_{\text{бМ}} := \max(P_{\text{б1}}, P_{\text{б2}}) = 9.743 \times 10^6 \text{ N}$$

в рабочих условиях

$$P_{\text{бр}} := P_{\text{бМ}} + (1 - \alpha) \cdot (Q_{\text{д}} + F) + Q_{\text{т}} + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot M}{D_{\text{СП}}} = 1.215 \times 10^7 \text{ N}$$

2.3.5.3 Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки

$$\sigma_{\text{б1}} := \frac{P_{\text{бМ}}}{A_{\text{б}}} = 1.279 \times 10^8 \text{ Pa}$$

в рабочих условиях

$$\sigma_{\text{б2}} := \frac{P_{\text{бр}}}{A_{\text{б}}} = 1.594 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\text{Prov_4} := \begin{cases} \text{"Условие прочности при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\text{б1}} > \sigma_{\text{б.м}} \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{\text{б2}} > \sigma_{\text{б.р}} \\ \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_4 = "Условие прочности выполняется"

2.3.5.4 Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке, вычисляют по формулам

для приварного встык фланца, плоского фланца и бурта свободного фланца
коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками

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

$$M_M := C_F \cdot P_{бМ} \cdot b = 1.155 \times 10^6 \text{ J}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях вычисляют по формуле:

для приварного встык фланца, плоского фланца и бурта свободного фланца

$$M_P := C_F \cdot \max \left[\left[P_{бP} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e \right], (Q_d + Q_{FM}) \cdot e \right] = 1.416 \times 10^6 \text{ J}$$

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца, обечайке (трубе) плоского фланца или обечайке бурта свободного фланца вычисляют по формулам:

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S1

Приведенный диаметр приварного встык фланца с конической

$$D := D_{B1} + S_1 = 1.304 \text{ m}$$

$$\sigma_{M1} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_1 - c_1)^2 \cdot D} = 1.601 \times 10^8 \text{ Pa}$$

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S0

коэффициент увеличения изгибных напряжений в сечении S0 приварного встык фланца

$$f := 1$$

$$\sigma_{M0} := f \cdot \sigma_{M1} = 1.601 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца, плоского фланца и бурте свободного фланца в условиях затяжки вычисляют по формулам

$$\sigma_{MR} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D_{B1}} \cdot M_M = 9.335 \times 10^7 \text{ Pa}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{MT} := \frac{\beta \cdot Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D_{B1}} - \beta \cdot Z \cdot \sigma_{MR} = 5.834 \times 10^7 \text{ Pa}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях

Меридиональные изгибные напряжения во втулке приварного встык фланца, обечайке (трубе) плоского фланца или обечайке (трубе) бурта свободного фланца в рабочих условиях вычисляются по формулам:

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S1

$$\sigma_{P1} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_1 - c_1)^2 \cdot D} = 1.964 \times 10^8 \text{ Pa}$$

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S0

$$\sigma_{P0} := f \cdot \sigma_{P1} = 1.964 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Меридиональные мембранные напряжения во втулке приварного встык фланца, обечайке (трубе) плоского фланца или обечайке (трубе) бурта свободного фланца в рабочих условиях вычисляются по формулам:

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S1

$$\sigma_{p.1m.m} := \frac{Q_d + F + \frac{4 \cdot M}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D_{B1} + S_1) \cdot (S_1 - c_1)} = 2.231 \times 10^7 \text{ Pa}$$

для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S0

$$\sigma_{p.0m.m} := \frac{(Q_d + F) + \frac{4 \cdot M}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D_{B1} + S_0) \cdot (S_0 - c_1)} = 4.74 \times 10^7 \text{ Pa}$$

Окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца, обечайке (трубе) плоского фланца или обечайке (трубе) бурта свободного фланца в сечении S0 вычисляются по формуле

$$\sigma_{p.0m.o} := \frac{p_{d1} \cdot D_{B1}}{2 \cdot (S_0 - c_1)} = 8.16 \times 10^7 \text{ Pa}$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца, плоского фланца и бурте свободного фланца в рабочих условиях вычисляются по формулам:

радиальное напряжение

$$\sigma_{PR} := \frac{1.33 \cdot \beta \cdot F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D_{B1}} \cdot M_P = 1.145 \times 10^8 \text{ Pa}$$

окружное напряжение

$$\sigma_{PT} := \frac{\beta \cdot Y \cdot M_P}{h^2 \cdot D_{B1}} - \beta \cdot Z \cdot \sigma_{PR} = 7.158 \times 10^7 \text{ Pa}$$

2.3.5.5 Условия статической прочности фланцев

Для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S1 условия статической прочности вычисляют по формулам

$$K_T := 1.3$$

$$\sigma_{обМ} := \max\left(\left|\sigma_{M1} + \sigma_{MR}\right|, \left|\sigma_{M1} + \sigma_{MT}\right|\right) = 2.535 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$K_T \cdot \sigma_M = 4.095 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\sigma_{обР} := \max\left(\left|\begin{array}{c} \sigma_{P1} - \sigma_{p.1m.m} \dots \\ + \sigma_{PR} \end{array}\right|, \left|\begin{array}{c} \sigma_{P1} - \sigma_{p.1m.m} \dots \\ + \sigma_{PT} \end{array}\right|, \left|\begin{array}{c} \sigma_{P1} \dots \\ + \sigma_{p.1m.m} \end{array}\right|\right) = 2.887 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\text{Prov}_5 := \begin{cases} \text{"Условие прочности фланцев Не выполняются"} & \text{if } \sigma_{обМ} > K_T \cdot \sigma_M \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{обР} > K_T \cdot \sigma_M \\ \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_5 = "Условие прочности выполняется"

Для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S0 условия статической прочности определяют по формулам:

при затяжке

$$\sigma_{обР1.1} := \max\left(\left|\begin{array}{c} \sigma_{P0} \dots \\ + \sigma_{p.0m.m} \end{array}\right|, \left|\sigma_{P0} - \sigma_{p.0m.m}\right|, \left|0.3\sigma_{P0} - \sigma_{p.0m.o}\right|, \left|0.3\sigma_{P0} + \sigma_{p.0m.o}\right|\right)$$

$$\sigma_{обР1.2} := \max\left[0.7 \cdot \sigma_{P0} + (\sigma_{p.0m.m} - \sigma_{p.0m.o}), 0.7 \cdot \sigma_{P0} - (\sigma_{p.0m.m} - \sigma_{p.0m.o})\right]$$

$$\sigma_{обР1} := \max(\sigma_{обР1.1}, \sigma_{обР1.2}) = 2.438 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\text{Prov}_6 := \begin{cases} \text{"Условие прочности фланцев Не выполняются"} & \text{if } \sigma_{M0} \geq 1.3\sigma_M \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{обР1} > 1.3\sigma_M \\ \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_6 = "Условие прочности выполняется"

Для тарелок приварных встык фланцев, плоских фланцев и буртов свободных фланцев должны выполняться условия:
при затяжке

$$\text{Prov}_7 := \begin{cases} \text{"Условие прочности фланцев Не выполняются"} & \text{if } \max(\sigma_{MR}, \sigma_{MT}) \geq K_T \cdot \sigma \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{обР1} > K_T \cdot \sigma \\ \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_7 = "Условие прочности выполняется"

2.3.5.6 Проверка углов поворота фланцев

При значениях $400 \text{ мм} < D \leq 2000 \text{ мм}$ допустимый угол поворота $[\Theta]$ определяют с помощью линейной интерполяции

$$D := \begin{pmatrix} 400 \text{ mm} \\ 2000 \text{ mm} \end{pmatrix} \quad \Theta := \begin{pmatrix} 0.006 \\ 0.013 \end{pmatrix}$$

$$\Theta := \text{Floor}(\text{linterp}(D, \Theta, D_{B1}), 0.001) = 9 \times 10^{-3}$$

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца и бурта свободного фланца в рабочих условиях вычисляют по формуле

$$\Theta_1 := M_P \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E_1} = 2.526 \times 10^{-3}$$

Коэффициент K_{Θ}

в рабочих условиях $K_{\Theta P} := 1$

в условиях испытания $K_{\Theta И} := 1.3$

$$\text{Prov}_8 := \begin{cases} \text{"Условие угла поворота (в рабочих) НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta_1 \geq K_{\Theta P} \cdot \Theta \\ \text{"Условие угла поворота (в испытаниях) НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta_1 \geq K_{\Theta И} \cdot \Theta \\ \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov_8 = "Условие прочности выполняется"

Расчет произведен для фланца согласно ГОСТ 28759.4-90 [15], черт.3 исполнение 1.

Штуцер для входа и выхода конденсата выбраны согласно АТК 24.218.06-90 [19]. Тип 2. Исполнение 1

Штуцер для входа и выхода газа выбраны согласно АТК 24.218.06-90 [19]. Тип 2. Исполнение 6

2.3.6 Расчет перегородки между ходами по трубному пространству кожухотрубчатых теплообменных аппаратов

Расчет согласно ГОСТ Р 52857.7-2007 [16]

Ширина перегородки в трубном пространстве $B_{\text{пер}} := 1200 \text{ mm}$
Длина перегородки в трубном пространстве $L_{\text{пер}} := 1328 \text{ mm}$

Перепад давления между ходами по трубному пространству $\Delta p := 2.38 \cdot 10^4 \text{ Pa}$
коэффициент, зависящий от соотношения сторон перегородки по трубному пространству

$$f_{\Pi} := \frac{1}{1 + \frac{B_{\text{пер}}}{L_{\text{пер}}} + \left(\frac{B_{\text{пер}}}{L_{\text{пер}}}\right)^2} = 0.368$$

толщина перегородки по трубному пространству

$$s_{\text{пер}} := \text{Ceil} \left(0.71 \cdot B_{\text{пер}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot f_{\Pi}}{\sigma_{\Pi}}} + c_1 \cdot 2,1 \cdot \text{mm} \right) = 0.01 \text{ m}$$

2.3.7 Расчет обечаяек и днищ от воздействия опорных нагрузок

Расчет согласно ГОСТ Р 52857.5-2007 [20]

Масса аппарата $m_a := 23500 \text{ kg}$

Полный объем аппарата $V_a := 29.5 \text{ m}^3$

Плотность воды $\rho_B := 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Угол охвата седловой опоры $\delta_1 := 140^\circ$

Исполнительная толщина подкладного листа $s_2 := 20 \text{ mm}$

Длина цилиндрической части сосуда, включая длину цилиндрической отбортовки днища $L := 7163 \text{ mm}$

Высота выпуклой части днища по внутренней поверхности без учета цилиндрической отбортовки $H := 300 \text{ mm}$

Длина свободно выступающей части эквивалентного сосуда $e := 2400 \text{ mm}$

Длина выступающей цилиндрической части сосуда, включая отбортовку днища $a := 2100 \text{ mm}$

Вес сосуда заполненного водой при гидравлических испытаниях

$$G := (m_a + V_a \cdot \rho_B) \cdot g = 5.198 \times 10^5 \text{ N}$$

Опоры согласно ОСТ 26-2091-93[21] тип 2 исполнение 3

Схемы расположения седловых опор для аппарата, опирающегося симметрично на две седловые опоры (рис. 2.1)

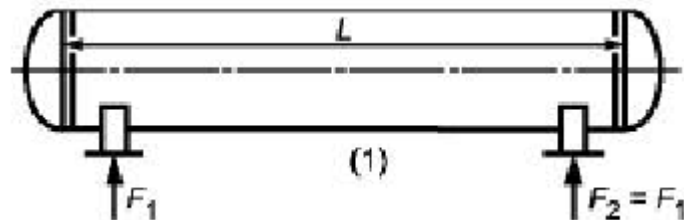


Рис 2.1

Расчетная схема седловой опоры

Цилиндрическая обечайка, не подкрепленная элементами жесткости (рис 2.2)

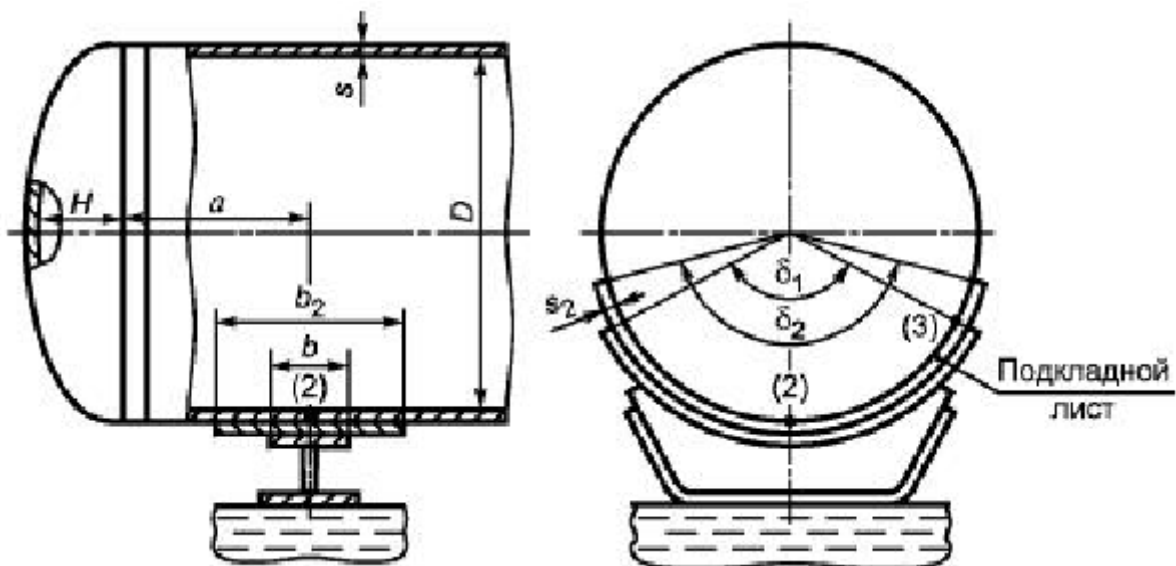


Рис.2.2

Условия применения расчетных формул

Prov_9 :=	"Условие применения Не выполняются"	if $\delta_1 \geq 180^\circ$
	"Условие применения Не выполняются"	if $\delta_1 \leq 60^\circ$
	"Условие применения Не выполняются"	if $\frac{(s_c - c_1)}{D_B} \geq 0.05$
	"Условие применения Не выполняются"	if $s_c \geq s_2$
	"Условие применения выполняются"	otherwise

Prov_9 = "Условие применения выполняются"

Расчетная схема определения усилий (рис 2.3)

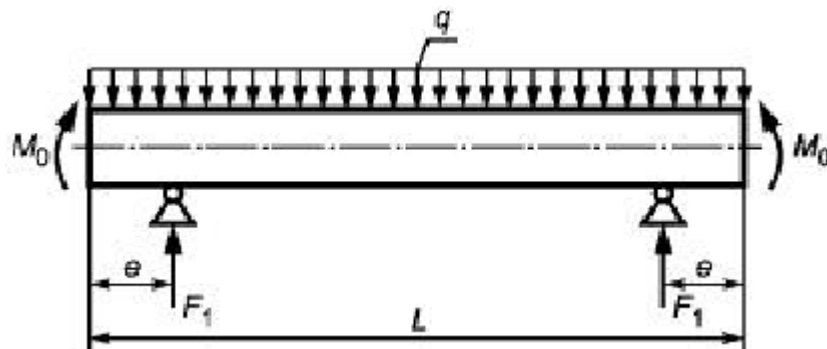


Рис. 2.3

Нагрузки для приведенной на рисунке балки вычисляются по формулам
 распределенная нагрузка эквивалентного сосуда

$$q := \frac{G}{L + \frac{4}{3} \cdot H} = 6.872 \times 10^4 \frac{\text{kg}}{\text{s}^2} \quad M_0 := q \cdot \frac{D_B^2}{16} = 6.185 \times 10^3 \text{ J}$$

Опорное усилие

$$F_1 := \frac{G}{2} = 2.599 \times 10^5 \text{ N}$$

Изгибающие моменты и поперечные усилия

$$M_1 := \frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 = 1.917 \times 10^5 \text{ J} \quad M_2 := M_1 = 1.917 \times 10^5 \text{ J}$$

Максимальный момент между опорами

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left(\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot H \right)^2 = -1.002 \times 10^5 \text{ J}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot H} \cdot F_1 = 1.018 \times 10^5 \text{ N}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

$$\text{Prov}_{10} := \begin{cases} \text{"Проверка обечайки не требуется"} & \text{if } |M_{12}| < \max(|M_1|, |M_2|) \\ \text{"Требуется проверка несущей способности обечайки"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Prov₁₀ = "Проверка обечайки не требуется"

Сосуды, работающие под внутренним избыточным давлением

Условие прочности:

K_9 - коэффициент, учитывающий частичное заполнение жидкостью, вычисляются по формуле

$$y := \frac{D_B}{s_c - c_1} \quad x := \frac{L}{D_B}$$

$$K_9 := \max \left[\begin{array}{l} 1.6 - 0.20924 \cdot (x - 1) + 0.028702 \cdot x \cdot (x - 1) \dots \\ + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1) - 0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) - 0.29936 \cdot 10^{-2} \cdot (x - 1) \cdot x^2 \dots \\ + 1 - 1 - 0.85692 \cdot 10^{-6} \cdot (x - 1) \cdot y^2 + 0.88174 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 \cdot (x - 1) \cdot y \dots \\ + 1 - 1 - 0.75955 \cdot 10^{-8} \cdot y^2 \cdot (x - 1) \cdot x \dots \\ + 0.82748 \cdot 10^{-4} \cdot (x - 1) \cdot x^3 + 0.48168 \cdot 10^{-9} \cdot (x - 1) \cdot y^3 \end{array} \right], 1$$

$$K_9 = 1.212$$

$$\text{Prov_11} := \left\{ \begin{array}{ll} \text{"Условие прочности выполняются"} & \text{if } \frac{p_{\text{ДК}} \cdot D_B}{4(s_c - c_1)} \dots < \sigma_{\text{КД}} \cdot \varphi \\ & + \frac{4 \cdot M_{12} \cdot K_9}{\pi \cdot D_B^2 \cdot (s_c - c_1)} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{array} \right.$$

Prov_11 = "Условие прочности выполняются"

допускаемый изгибающий момент из условия прочности вычисляют по формуле

$$M_{\text{II}} := \frac{\pi}{4} \cdot D_B \cdot (D_B + s_c - c_1) \cdot (s_c - c_1) \cdot |\sigma_{\text{КД}}| = 2.019 \times 10^6 \text{ J}$$

допускаемый изгибающий момент из условия устойчивости в пределах упругости вычисляют по формуле

$$M_{\text{E}} := \frac{8.9 \cdot 10^{-5} \cdot E_{\text{К}}}{n_{\text{тг}}} \cdot D_B^3 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_c - c_1)}{D_B} \right]^{2.5} = 1.764 \times 10^7 \text{ J}$$

Допускаемый изгибающий момент вычисляют по формуле

$$M := \frac{|M_{\text{II}}|}{\sqrt{1 + \left(\frac{|M_{\text{II}}|}{|M_{\text{E}}|} \right)^2}} = 2.005 \times 10^6 \text{ J}$$

Условие устойчивости

$$\text{Prov_12} := \left\{ \begin{array}{ll} \text{"Условие устойчивости выполняются"} & \text{if } \frac{|M_{12}|}{|M|} \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{array} \right.$$

Prov_12 = "Условие устойчивости выполняются"

2.4 Гидравлический расчет

Гидравлическое сопротивление аппарата складывается из потерь давления на преодоление сопротивления трения $P_{тр}$ и на преодоление местных сопротивлений $P_{м.с.}$

Гидравлические сопротивления в трубном пространстве

Критерий Рейнольдса в трубном пространстве $Re := \frac{w \cdot d_B \cdot \rho_1}{\mu_1} = 8.01 \times 10^5$

Коэффициент сопротивления трения турбулентном режиме $Re > 10\,000$ $\lambda := \frac{0.316}{Re^{0.25}} = 0.011$

Длина труб $l := 6000 \text{ mm}$

Коэффициенты местного сопротивления:

вход в распределительную камеру	$\xi_1 := 1$
поворот потока и вход в трубы	$\xi_2 := 1$
поворот в трубах аппарата типа ТУ	$\xi_3 := 0.5$
выход из труб и поворот потока	$\xi_4 := 1.5$
выход из распределительной камеры	$\xi_5 := 0.5$

Перепад давления в трубном пространстве

$$p := \left[\lambda \cdot \frac{l}{d_B} + (\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4 + \xi_5) \right] \cdot \frac{w^2 \cdot \rho_1}{2} = 2.38 \times 10^4 \text{ Pa}$$

Для перемещения газа используется компрессор С-200 (С-300) изготовлен фирмой Cooper Rolls, являющейся 3-х ступенчатым агрегатом модели RC6S/RC9-8В и приводимым в действие газовой турбиной RT-48. Мощностью 15063 кВт

Гидравлические сопротивления в межтрубном пространстве

Количество перегородок $n_{пер} := 10$

Скорость конденсата $w_2 := \frac{V_2}{0.785 \cdot D_B^2}$

Критерий Рейнольдса в межтрубном пространстве $Re_2 := \frac{w_2 \cdot d_2 \cdot \rho_2}{\mu_2} = 3.476 \times 10^4$

Коэффициент трения в межтрубном пространстве при размещении труб по вершинам квадратов $\lambda_{тр} := \frac{0.316}{Re_2^{0.25}} = 0.023$

Коэффициенты местного сопротивления:

вход в межтрубное пространство	$\xi_6 := 1.5$
огибание перегородки в межтрубном пространстве	$\xi_7 := 1.5$
выход из межтрубного пространства	$\xi_8 := 1.5$

Общее сопротивление межтрубного пространства

$$p_{MT} := \left[\lambda \cdot \frac{1}{d_H} + (\xi_6 + \xi_7 \cdot n_{пер} + \xi_8) \right] \cdot \frac{w_2^2 \cdot \rho_2}{2} = 16.559 \text{ Pa}$$

Перемещение газового конденсата происходит за счет разницы давления до клапана Джоуля-Томсана равное 2350 кПа и после клапана 260 кПа.

2.5 Расчет изоляции

Толщину тепловой изоляции из равенства удельных тепловых потоков через слой изоляции от поверхности изоляции в окружающую среду. [23, стр177]

Температура изоляции со стороны окружающей среды
для аппаратов работающих на открытом воздухе

$$t_{CT2} := 13 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температура изоляции со стороны аппарата

$$t_{2cp} = 271.82 \text{ K}$$

Температура воздуха

$$t_B := 21 \text{ }^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи от внешней
поверхности со стороны окружающей среды

$$\alpha := 9.3 + 0.058 t_{CT2}^{\square} \quad \alpha_B := 10.112 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

В качестве материала для тепловой изоляции выбираем вату минеральную ВМТ ГОСТ 4640-93 [22], имеющий коэффициент теплопроводности

$$\lambda_H := 0.045 \cdot \frac{\text{watt}}{\text{m} \cdot \text{K}}$$

Толщина тепловой изоляции

$$\delta_H := \frac{\lambda_H \cdot (t_{2cp} - t_{CT2})}{\alpha_B \cdot (t_{CT2} - t_B)} = 0.044 \text{ m}$$

Примем толщину изоляционного слоя равным 50 мм

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2к22	Дибров Дмитрий Михайлович

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Общей химии и химической технологии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Энерго - и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления проектом: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение производственной мощности. Расчет сырья, материалов, оборудования, фонда оплаты труда. Расчет себестоимости готового продукта. Расчет точки безубыточности.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности внедрения установки доохлаждения газа на ЛГКС

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчет точки безубыточности графическим и математическим методами.
2. Расчет технико-экономических показателей

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2к22	Дибров Дмитрий Михайлович		

3. Экономика производства метана на ЛГКС

Потенциальные потребители

Продукт: Сухой углеводородный газ

Целевой рынок: предприятия, население города

3.1 SWOT-анализ.

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

Таблица 3 – Swot-анализ Лугинецкой газокompрессорной станции (ЛГКС)

Внутренняя среда	<p>Сильные стороны</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ЛГКС – высокотехнологичное и крупное производство, не имеющее аналогов в Томской области по масштабности и значимости выполняемых функций 2. Решает важную проблему утилизации попутного газа 3. Основными потребителями лугинецкого газа являются крупные предприятия, в том числе СИБУР, «Томскэнерго», «Межрегионгаз», нефтехимические заводы, а также население городов и поселков Сибири, подключенные к единой газотранспортной системе. 4. Высококвалифицированный состав работников 5. Производство осуществляется в соответствии с самыми жёсткими требованиями природоохранного законодательства 	<p>Слабые стороны</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания газотурбинных установок 2. Требуется постоянная высокочрезвычайная модернизация производства 3. Даже самый небольшой выброс газа в атмосферу может нанести огромный вред окружающей среде
Внешняя среда	<p>Возможности</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Рациональное использование попутного нефтяного газа 2. Вовлечение в переработку газ низкого давления, что увеличит процент использования газа на остальных промыслах 3. Замена старого оборудования связи с появлением нового 4. Обучение молодого персонала 5. Переподготовка и обучение работников в собственном учебном центре 6. Реализация инновационных проектов специалистов организации, участвующих в научно-технических конференциях и конкурсах всероссийского уровня 	<p>Угрозы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Рост затрат на проведение модернизации производства 2. Моральное устаревание технологии переработки газа, из-за устаревающего оборудования 3. Истощение ресурсов на территории Томской области

Итак, из SWOT-анализа Лугинецкой газокompрессорной станции (ЛГКС) можно сделать вывод, что у нее достаточно много сильных сторон, в ней хорошо развита трудовая, технологическая и экологическая политика.

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

3.2 Расчет производственной мощности

Расчет произведен на по методическим указаниям [24].

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

Расчет производственной мощности для непрерывного производства производится по формуле:

$$M = P_{\text{техн}} \cdot T_{\text{эфф.г}} \cdot n \quad \text{где} \quad (3.1)$$

M – производственная мощность, $m^3/ч$;

$P_{\text{техн}}$ – техническая норма производительности, $m^3/ч$

$P_{\text{техн}} = 1416$;

n – количество единиц оборудования, шт

$n = 120$.

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{эфф.г}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{ППР}} \quad (3.2)$$

где

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд работы оборудования, ч

$T_{\text{кал}} = 8760$ (см. таблицу 3.1);

$T_{\text{ППР}}$ – время на ремонтные простои, ч;

Таблица 3.1 – Годовой график ППР и ТО оборудования

Позиция	Наименование оборудования	Рабочее время, ч.
НХ-265	теплообменник	8760
НХ-365	теплообменник	8760
V-270	Скруббер	8760
V-370	Скруббер	8760
V-636	Сепаратор	8760
P-637A	Насос	4380
P-637B	Насос	4380

По формуле 3.2 находим эффективное время работы оборудования в год, принимая во внимание, что $T_{ППР} = 1860$:

$$T_{эфф.г} = 8760 - 1860 = 6900$$

$$M = 1416 \cdot 6900 \cdot 120 = 1172 (\text{млн. м}^3 / \text{год}).$$

Коэффициент экстенсивности он характеризуется использованием основного оборудования по времени :

$$K_{экт} = T_{эфф.г} / T_{кал} \quad (3.3)$$

где

$K_{экт}$ – коэффициент экстенсивности;

$T_{эфф.г}$ – эффективное время работы оборудования, ч.;

$T_{кал}$ – календарный фонд времени работы оборудования, ч.

По формуле 1.3 коэффициент экстенсивности равен:

$$K_{экт} = 6900 / 8760 = 0,79.$$

Коэффициент интенсивности характеризует использование оборудование по производительности.

$$K_{инт} = P_{факт} / P_{техн} \quad (3.4)$$

где

$P_{факт}$ – фактическая производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$P_{техн}$ – техническая норма производительности, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$$K_{инт} = 1416 / 1416 = 1$$

Коэффициент Парка рассчитываем по формуле:

$$K_{Парка} = N_{раб} / N_{уст}, \quad (3.5)$$

где

$N_{раб}$ – количество работающего оборудования, шт.;

$N_{уст}$ – количество установленного оборудования, шт.

$$K_{Парка} = 120 / 120 = 1$$

Коэффициент мощности:

$$K_{м} = K_{инт} \cdot K_{Парка} \cdot K_{экт}, \quad (3.6)$$

где

$K_{экт}$ – коэффициент экстенсивности;

$K_{инт}$ – коэффициент интенсивности;

$K_{парка}$ – коэффициент парка.

$$K_{м} = 0,79 \cdot 1 \cdot 1 = 0,79$$

Годовая программа выпуска до и после производительности

$$N_{год} = K_{м} \cdot M, \quad (3.7)$$

где

$K_{м}$ – коэффициент мощности;

M – производственная мощность, $\text{млн. м}^3/\text{год}$.

$$N_{год} = 1172 \cdot 0,79 = 926 (\text{млн. м}^3/\text{год}).$$

3.3 Режим работы

Газокомпрессорная станция работает непрерывно, поэтому бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырехбригадная. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г – условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00ч. до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 3 числа по 18 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 19 числа по 2 число следующего месяца.

График двухсменного четырехбригадного режима работы на май 2017 года приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – График режима работы смен на май 2017 г.

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

Таблица 3.3 – Штатное расписание ЛГКС

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
1	2	3	4	5	6
<i>РУКОВОДСТВО</i>					
1. Начальник ЛГКС	ИТР	16	1	Контракт	
2. Главный инженер	ИТР	16	1	Контракт	
3. Зам. начальника по сбору	ИТР	15	1	Контракт	
4. Зам. начальника по сбору и транспорту газа	ИТР	15	1	Контракт	
5. Референт - переводчик	ИТР	8	6	1473	26516
Итого по руководству			10		26516
<i>ГРУППА ОТ, ПБ и ЭКОЛОГИИ</i>					
6. Зам. гл. инженера	ИТР	14	1	2025	5148
7. Инженер по ТБ и экологии 1 категории	ИТР	11	1	1731	4500
8. Инженер по ГО и ЧС 2 категории	ИТР	10	1	1648	4944
Итого по группе ОТ, ПБ и экологии			3		14592
<i>ГАЗОСПАСАТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ</i>					
9. Начальник ГСС	ИТР	14	1	2025	5148
10. Командир отделения	ИТР	12	4	18055	21660
Итого по ГСС			5		26808
<i>ПРОИЗВОДСТВЕННО-ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА</i>					
11. Оператор пульта управления	ОР	4	5	7.24	25163
12. Начальник службы	ИТР	15	1	2150	6450
13. Начальник смены	ИТР	11	5	1731	22503
14. Инженер ЭВМ 1 категории	ИТР	10	2	1648	10830
15. Инженер программист 1 категории	ИТР	10	2	1648	10830

1	2	3	4	5	6
Итого по производственно–диспетчерской службе			15		75776
<i>УЧАСТОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА</i>					
16. Начальник участка	ИТР	14	1	2025	5148
17. Инженер технолог 1 категории	ИТР	11	2	1731	9001
18. Инженер – механик 1 категории	ИТР	11	2	1731	9001
19. Оператор технологических установок	ОР	5	10	9.8	56349
Итого по участку подготовки газа			15		79499
<i>УЧАСТОК КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА</i>					
20. Начальник участка	ИТР	14	1	2025	5148
21. Ведущий инженер технолог	ИТР	13	1	1912	5736
22. Инженер технолог 1 категории	ИТР	12	1	1805	5415
23. Инженер механик 1 категории	ИТР	11	2	1731	9001
24. Машинист технологического компрессора	ОР	5	8	9.8	47351
25. Машинист технологического компрессора 3 ступени	ОР	5	10	9.8	56349
Итого по участку подготовки газа			23		129000
<i>ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ</i>					
26. Нач. лабораторией	ИТР	12	2	1731	4500
27. Лаборант химического анализа	ВСП	4	8	7.24	39148
Итого по центральной лаборатории			10		43648
<i>ЭНЕРГО-МЕХАНИЧЕСКАЯ СЛУЖБА</i>					
28. Начальник службы	ИТР	15	1	2150	6450
29. Главный энергетик	ИТР	15	1	2150	6450
30. Старший мастер по защите трубопроводов от коррозии	ИТР	12	1	1805	5415
Итого по ЭМС			3		18315
<i>УЧАСТОК ЭНЕРГОСРЕДСТВ</i>					
31. Инженер–энергетик	ИТР	10	2	1648	10830
Итого по участку энергосредств			2		10830
<i>ЭЛЕКТРО-ТЕХНИЧЕСКИЙ УЧАСТОК</i>					
32. Мастер	ИТР	10	2	1731	9001
33. Старший мастер	ИТР	13	1	1912	5736

1	2	3	4	5	6
34. Электрослесарь по ремонту оборудования	ВСП	5	6	7.24	27542
Итого по электротехническому участку			9		42279
<i>УЧАСТОК КИП и А, СВЯЗИ</i>					
35. Начальник участка	ИТР	14	1	2025	5148
36. Ведущий инженер – метролог	ИТР	14	1	2025	5148
37. Мастер КА и Т	ИТР	13	1	1912	5736
38. Мастер КИП и А, связи	ИТР	11	2	1731	9001
39. Наладчик КИП и А	ВСП	6	8	12.08	47365
40. Слесарь КИП и А	ВСП	5	6	9.08	38844
Итого по участку КИП и А, связи			19		111242
<i>БАЗА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</i>					
41. Начальник БПО	ИТР	14	1	2025	5148
<i>УЧАСТОК ПО РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ</i>					
42. Начальник участка	ИТР	14	1	2025	5148
43. Слесарь по ремонту ТУ	ВСП	5	10	9.08	48349
44. Слесарь–электрик по ремонту электрооборудования	ВСП	5	4	9.08	25543
45. Электрогазосварщик	ВСП	6	2	12.08	11348
46. Токарь	ВСП	6	2	12.08	11348
<i>БАЗА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</i>					
47. Мастер по ремонту ТУ	ВСП	11	2	1731	9001
48. Мастер по ремонту электрооборудования	ВСП	5	4	9.08	25543
<i>ТРАНСПОРТНЫЙ УЧАСТОК</i>					
49. Старший механик	ИТР	11	2	1731	9001
50. Водитель	МОП	4	2	7.24	9126
51. Машинист крана автомобильного	ОР	6	2	12.08	11348
52. Инженер 2 кат.	ИТР	10	1	1648	5420
53. Грузчик	МОП	4	2	7.24	9126
54. Стропальщик	МОП	4	2	7.24	8873
55. Кладовщик	МОП	4	2	7.24	8873
56. Уборщик производственных помещений	МОП	1	4	2.59	9146
57. Уборщик служебных помещений	МОП	1	2	2.59	4573
Итого по БПО			45		216914
<i>УЧАСТОК ПАРОВОДОСНАБЖЕНИЯ</i>					
58. Оператор ТУ	ОР	6	2	12.08	11348
59. Слесарь – сантехник	ВСП	5	4	9.08	24155
60. Машинист насосных установок	ОР	5	4	9.80	24155

Итого по участку пароводоснабжению			10		59658
<i>ГАЗОСПАСАТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА</i>					
61. Газоспасатель-водитель	ВСП	5	8	9.8	51143
62. Газоспасатель 2 класса	ВСП	4	8	7.24	29374
63. Газоспасатель 1 класса	ВСП	5	6	9.8	38844
Итого по ГСС			22		119361
Итого по ЛГКС			191		974438

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

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется

$$T_{\text{эфф.раб}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пл.пот}}, \quad (3.8)$$

где

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, человек;
 $T_{\text{кал}} = 8760 \text{ч.}$;

$T_{\text{пл.пот}}$ – время плановых потерь, ч.;

$T_{\text{вых}}$ – 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 :

$$T_{\text{см.об}} = a \cdot b, \quad (3.9)$$

где

$T_{\text{см.об}}$ – длительность сменоборота, дней;

a – количество бригад, шт;

b – число дней, в течение которых бригада работает в одну смену, дн.;

Количество выходных дней, в течение которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{кал}} / T_{\text{см.об}} \cdot n, \quad (3.10)$$

где

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

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, дней;

$T_{\text{см.об}}$ – длительность сменоборота, дней;

n – количество выходных дней за сменоборот, дней.

Одна смена работает 15 дней: один день залетают, один день вылета.

$$T_{\text{вых}} = 365 / 8 \cdot 3 = 137 \text{ (дней)}$$

Продолжительность рабочих смен в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{раб.см}} = t_{\text{см}} - t_{\text{вых}}, \quad (3.11)$$

где

$t_{\text{см}}$ – продолжительность рабочих смен в сменобороте, дней;

$t_{\text{вых}}$ – количество выходных дней, дней.

$$T_{\text{раб.см}} = 8 - 3 = 5$$

Находим номинальный фонд рабочего времени.

$$T_{\text{раб}} = T_{\text{кал}} \cdot T_{\text{раб.см}} / t_{\text{см}}, \quad (3.12)$$

$$T_{\text{раб}} = 365 \cdot 5 / 8 = 228 \text{ (дней)}$$

Находим количество персонала (производственного) работающего посменно:

$$N_{\text{яв}} = N_{\text{шт}} \cdot S, \quad (3.13)$$

где

$N_{\text{яв}}$ – явочная численность производственного персонала, работающего посменно, человек;

$N_{шт}$ – штатное количество человек, работающих в смену, человек;

S – число смен,

$S = 4$.

$N_{яв} = 32 \cdot 4 = 128$ (человек)

Списочная численность:

$$N_{сп} = N_{яв} \cdot K_{пер}, \quad (3.14)$$

где

$K_{пер}$ – коэффициент перехода от явочной численности к списочной.

$$K_{пер} = T_{эфф.об.} / T_{эфф.раб} \quad (3.15)$$

где

$T_{эфф.об.} = 6900$ (см. таблицу 3.4).

Таблица 3.4 - Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего

№ п/п	Показатели	Дни	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени, $T_{кал}$	365	8760
2	Выходные дни, $T_{вых}$	137	3288
3	Номинальный фонд рабочего времени, $T_{раб}$	228	5472
4	Очередные и дополнительные отпуска	36	864
5	Невыходы по болезни	7	168
6	Выполнение государственных обязанностей	1	24
7	Отпуск по учебе без отрыва от производства	1	24
8	Итого по отпуску	45	1080
9	Эффективный фонд рабочего времени	183	4392

$T_{эфф.раб.}$ – эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного рабочего, ч.;

$T_{эфф.раб.} = 4392$ (см. таблицу 3.4).

$K_{пер} = 6900/4392 = 1,57$.

По формуле 9.1.14 списочная численность равна:

$N_{сп} = 128 \cdot 1,57 = 200$ (человек).

3.4 Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении 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 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 8% за тяжелые условия труда.

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.

Для примера приведен расчет месячной заработной платы операторов технологических установок 4 разряда участка подготовки газа (10 человек).

Зарплата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{тар} + D_{ноч} + D_{празд} + D_{прем} + D_{р.к.} + D_{сут} + D_{усл.тр} \quad (3.16)$$

где

$Z_{тар}$ – тарифная ЗП, руб.;

$D_{ноч}$ – доплата за работу в ночное время, руб.;

$D_{празд}$ – доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$D_{\text{прем}}$ – премиальная ЗП, руб.;
 $D_{\text{р.к}}$ – районный коэффициент, руб.;
 $D_{\text{сут}}$ – доплата взамен суточных, руб.;
 $D_{\text{усл.тр}}$ – компенсационная доплата за условия труда, руб.;
 Тарифная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{\text{тар}} = T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{фак}} \cdot N, \quad (3.17)$$

где

$T_{\text{ст}}$ – тарифная ставка данной категории рабочих, руб./ч;
 $T_{\text{ст}} = 7,24$ руб.

$T_{\text{фак}} = 194$ ч. за смену (см. табл. 3.4);

N – количество рабочих данной категории, человек;

$N = 10$ чел.

$$Z_{\text{тар}} = 7,24 \cdot 194 \cdot 10 = 14045,6 \text{ (руб.)}$$

Доплата за работу в ночное время:

$$D_{\text{ноч}} = 0,2 \cdot T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{ноч}} \cdot N, \quad (3.18)$$

где

$T_{\text{ст}}$ – почасовая тарифная ставка, руб.;

$$D_{\text{ноч}} = 0,2 \cdot 14045,6 = 5618,24 \text{ (руб.)}$$

Доплата в праздничные дни:

$$D_{\text{празд}} = T_{\text{празд}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 2 \cdot N, \quad (3.19)$$

где

$T_{\text{празд}}$ – количество часов, отработанное в праздники, ч (1 и 9 мая – $T_{\text{празд}} = 24$ часа);

$$D_{\text{празд}} = 24 \cdot 7,24 \cdot 2 \cdot 10 = 3475,2 \text{ (руб.)}$$

Премиальная ЗП:

$$D_{\text{прем}} = Z_{\text{тар}} \cdot P_{\text{прем}} / 100 \% \quad (3.20)$$

где

$Z_{\text{тар}}$ – тарифная ЗП, руб.;

$P_{\text{прем}}$ – премиальные, % за май 2017 года = 20%

$$D_{\text{прем}} = 14045,6 \cdot 20/100 = 2809,12 \text{ (руб.)}$$

Районный коэффициент:

$$D_{\text{р.к}} = 0,5 (Z_{\text{тар}} + D_{\text{ноч}} + D_{\text{празд}} + D_{\text{прем}}) \quad (3.21)$$

$$D_{\text{р.к}} = 0,5 (14045,6 + 5618,24 + 3475,2 + 2809,12) = 12974,58 \text{ (руб.)}$$

Доплата взамен суточных:

$$D_{\text{сут}} = Z_{\text{тар}} \cdot 75/100, \quad (3.22)$$

$$D_{\text{сут}} = 0,75 \cdot 14045,6 = 10534,2 \text{ (руб.)}$$

Компенсационная доплата за тяжелые условия труда:

$$D_{\text{усл.тр}} = Z_{\text{тар}} \cdot 10/100,$$

$$D_{\text{усл.тр}} = 14045,6 \cdot 0,1 = 1404,56 \text{ (руб.)}$$

Итак по формуле (3.16) основная заработная плата 10 операторов технологических установок узла подготовки газа за май месяц 2017г. составит:

$$Z_{\text{осн}} = 14045,6 + 5618,24 + 3475,2 + 2809,12 + 12974,58 + 10534,2 + 1404,56 = 50861,50 \text{ (руб.)}$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где

$Z_{\text{осн}}$ – основная ЗП, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная ЗП, руб.;

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot K / T_{\text{кал}},$$

где

K – число законных невыходов, дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд работы одного среднесписочного рабочего, дней;

$$Z_{\text{доп}} = 50861,5 \cdot 45 / 365 = 6270,6 \text{ (руб.)}$$

Заработная плата 10 операторов технологических установок за 1 месяц составит:

$ЗП = 6270,6 + 50861,5 = 57132,1$ (руб.).

Аналогично производится расчет месячного фонда ЗП всех работающих на заводе. Месячный и годовой фонд ЗП представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Фонд заработной платы

№	Наименование	Численность	МФЗП, руб.	ГФЗП, руб.
1	Инженерно-технические работники (ИТР)	58	265111	3181332
2	Основные рабочие (ОР)	41	232063	2784756
3	Вспомогательные рабочие (ВСР)	78	427547	5130564
4	Младший обслуживающий персонал (МОП)	14	49717	596604
5	Итого по ЛГКС	191	974438	11693256

3.5 Основные фонды предприятия. Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется газ, поступающий из бустерной компрессорной станции и дренажно–насосной станции.

В таблице 3.6 приведена структура основных фондов ЛГКС.

Таблица 3.6 – Структура основных производственных фондов

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ, руб.	% к общей стоимости ОПФ, %	На, %	Амортизационные отчисления, руб.	Текущий ремонт, %	Капитальный ремонт, %
	1	2	3	4	5	6	7
1	Здания	75985005	81,56	4	3039400	3,2	6,3
2	Сооружения	3602982	3,87	4	144119	3,2	6,3
	1	2	3	4	5	6	7
3	Инструменты и инвентарь	5102827	5,48	14	714396	6,3	8,2
Итого здания, сооружения и инвентарь		84690814	90,11		3897915		
4	Производственное оборудование	8472437	9,09	12	1016692	6,3	8,2
Итого:		93163251	100		4914606		

Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на май месяц 2017 года на примере производственного оборудования:

$$A_r = N_a \cdot \Phi_{\text{восст}} / 100, \quad (3.26)$$

где

N_a – норма амортизационных отчислений, %.

Для производственного оборудования годовая $N_a = 12$ %;

$\Phi_{\text{восст}}$ – полная восстановительная стоимость производственного оборудования, руб.

$\Phi_{\text{восст}} = 8472437$ руб.

$A_r = 12 \cdot 8472437 / 100 = 1016692$ (руб.).

Сумма месячных амортизационных отчислений производственного оборудования составляет:

$$Ar_M = Ar / 12, \quad (3.27)$$

$$Ar_M = 1016692 / 12 = 84724 \text{ (руб.)}$$

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

3.6 Расчет себестоимости

Расчет себестоимости товарного газа при годовом производственном выпуске $M_{пр} = 926$ млн. m^3 приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Себестоимость продукции газа при годовом выпуске 926 млн. m^3

№	Статьи затрат	Единица измерения	Цена, руб	Расход		Затраты, руб.	
				Норма расхода, на млн. m^3	на Nгод (4 x $M_{пр}$)	на 1 млн. m^3 (столбец 3 x 4)	на Nгод (столбец 3 x 5)
	1	2	3	4	5	6	7
1	Сырьё, материалы и катализаторы						
1.1	Алюминосиликат	тн	1050	0,27	250,02	283,5	262 521
1.2	Метанол	тн	600	0,97	898,22	582	538 932
1.3	Термолаин	тн	836	1,57	1453,82	1312	1214912
1.4	Ингибитор ИКБ – 2–2	тн	165	5,5	5093	907,5	840345
1.5	Минеральное масло	тн	892,5	0.2	185,2	178,5	165291
	Итого сырья, материалов					3263,5	3022001,00
2	Энергоресурсы						
2.1	Электроэнергия	ткВтчас	234	29,5	27317	6903,0	6392178
2.2	Пар собственный	гКал	83,96	300,0	277800	25188,0	23324088
2.3	Азот	Т· m^3	228,73	4,8	4444,8	1097,9	1016655,4
2.4	Газ природный	Т· m^3	311,73	25,1	23242,6	7824,4	7245394,4
2.5	Дем. вода	Т m^3	6182	0,95	879,7	5872,9	5438305,4
2.6	Сжатый воздух	Т m^3	73,71	9,0	8 334	663,4	614308,4
	Итого энергоресурсов					47549,6	44030929,6
	ИТОГО условно-переменных издержек					50813,1	47052930,6
3	Зарплата						
3.1	Зарплата основных рабочих	руб.				3007	2784482
3.2	Отчисления на страховые взносы основных рабочих	%	30			902	835252
	Итого зарплата основных рабочих с отчислениями					3909	3619734

	1	2	3	4	5	6	7
4	Общепроизводственные расходы						
4.1	Зарплата вспомогательных рабочих	руб.				5540	5130040
4.1.1	Отчисления на страховые взносы вспомогательных рабочих	%	30			1662	1539012
4.2	Зарплата ИТР	руб.				3434	3179884
4.2.1	Отчисления на страховые взносы ИТР	%	30			1030	953780
4.3	ЗП младшего обслуживающего персонала (МОП)	руб.				644	596344
4.3.1	Отчисления на страховые взносы МОП	%	30			167	154642
4.4	Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	руб.				4209	3897534
4.4.1	Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				3097	2867822
4.4.2	Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				5866	5431916
4.5	Амортизационные отчисления от производственного оборудования	руб.				1098	1016748
4.5.1	Текущий ремонт оборудования	руб.				576	533376
4.5.2	Капитальный ремонт оборудования	руб.				750	694500
	Итого общепроизводственные расходы	руб.				28073	25995598
5	Прочие расходы	руб.				1804	1670876
	Итого прочие расходы	руб.				1804	1670876
6	I. Цеховая себестоимость	руб.				95905	88808030
7	Общехозяйственные расходы (24 % от цеховой себестоимости)	руб.				23017	21313742
8	II. Заводская	руб.				118922	110121772

	1	2	3	4	5	6	7
9	Коммерческие расходы (7 % от заводской себестоимости)	руб.				8324	7708024
ИТОГО						31341	29021766
10	III. Полная себестоимость	руб.				115940,1	107360532,6
	Условно переменные затраты	руб.				50813,1	47052930,6
	Условно постоянные затраты	руб.				65127	60307602

Полная себестоимость продукции:

- годового выпуска – 107360532,6 руб.
- в расчете на 1 м³ – 0,11 руб.

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1 м³, а затем подсчитаем выручку:

$$Ц = С \cdot (1 + R / 100), \text{ где}$$

С – себестоимость полная, руб.;

R – рентабельность, 12 %.

$$Ц = (107360532,6 / 926 \cdot 10^6) \cdot (1 + 12/100) = 0,13 \text{ (руб.)}/\text{м}^3.$$

Рассчитаем себестоимость продукции при наращивании объемов производства на 15 %.

Расчет себестоимости товарного газа при годовом производственном выпуске $M_{\text{пр}} = 926 \text{ млн. м}^3 + (926 \text{ млн. м}^3 \cdot 15 \% / 100\%) = 1065 \text{ млн. м}^3$ приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Себестоимость продукции товарного газа при годовом выпуске 1065 млн. м³

№	Статьи затрат	Единица измерения	Цена, руб	Расход		Затраты, руб.	
				Норма расхода, на млн. м ³	на Nгод (4 x M _{пр})	на 1 млн. м ³ (столбец 3 x 4)	на Nгод (столбец 3 x 5)
	1	2	3	4	5	6	7
1	Сырьё, материалы и катализаторы						
1.1	Алюминосиликат	тн	1050	0,27	250,02	283,5	301927,5
1.2	Метанол	тн	600	0,97	898,22	582	619830
1.3	Термолаин	тн	836	1,57	1453,82	1312	1397280
1.4	Ингибитор ИКБ – 2–2	тн	165	5,5	5093	907,5	966487,5
1.5	Минеральное масло	тн	892,5	0.2	185,2	178,5	190102,5
Итого сырья, материалов						3263,5	3475627,5
2	Энергоресурсы						
2.1	Электроэнергия	ткВтчас	234	29,5	273 17	6903,0	7 351 695
2.2	Пар собственный	гКал	83,96	300,0	277800	25188,0	26825220

2.3	Азот	Т·м ³	228,73	4,8	4444,8	1097,9	1169263,5
	1	2	3	4	5	6	7
2.4	Газ природный	Т·м ³	311,73	25,1	23242,6	7824,4	8332986
2.5	Дем. вода	Тм ³	6182	0,95	879,7	5872,9	6254638,5
2.6	Сжатый воздух	Тм ³	73,71	9,0	8334	663,4	706521
Итого энергоресурсов						40646,6	43288629
ИТОГО						43910,1	46764256,5
3	Зарплата						
3.1	Зарплата основных рабочих	руб.				2614,53	2784482
3.2	Отчисления на страховые взносы основных рабочих	%	30			784,27	835252
Итого зарплата основных рабочих с отчислениями						3398,80	3619734
4	Общепроизводственные расходы						
4.1	Зарплата вспомогательных рабочих	руб.				4816,9	5130040
4.1.1	Отчисления на страховые взносы вспомогательных рабочих	%	30			1445,1	1539012
4.2	Зарплата ИТР	руб.				2985,8	3179884
4.2.1	Отчисления на страховые взносы ИТР	%	30			895,6	953780
4.3	ЗП младшего обслуживающего персонала (МОП)	руб.				559,9	596344
4.3.1	Отчисления на страховые взносы МОП	%	30			145,2	154642
4.4	Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	руб.				3659,7	3897534
4.4.1	Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				2692,8	2867822
4.4.2	Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				5100,4	5431916
4.5	Амортизационные отчисления от производственного оборудования	руб.				954,7	1016748
4.5.1	Текущий ремонт оборудования	руб.				500,8	533376
4.5.2	Капитальный ремонт оборудования	руб.				652,1	694500
Итого общепроизводственные расходы						24409,01	25995598
5	Прочие расходы	руб.				1568,9	1670876
Итого прочие расходы						1568,9	1670876
6	I. Цеховая	руб.				83387,82	88808030

	себестоимость						
7	Общехозяйственные расходы (24 % от цеховой себестоимости)	руб.				20012,9	21313742
8	II. Заводская	руб.				103400,72	110121772
9	Коммерческие расходы (7 % от заводской себестоимости)	руб.				7237,58	7708024
ИТОГО						27250,48	29021766
10	III. Полная себестоимость	руб.				100536,95	107071858,5
	Условно переменные затраты	руб.				50813,1	54115845
	Условно постоянные затраты	руб.				56626,85	60307602

Полная себестоимость продукции:

- годового выпуска – 107071858,5 руб.
- в расчете на 1 м³ – 0,1руб.

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1м³, а затем подсчитаем выручку

$Ц = С \cdot (1 + R / 100)$, где

С – себестоимость полная, руб.;

R – рентабельность, 12 %.

$Ц = (107071858,5 / 1065 \cdot 10^6) \cdot (1 + 12 / 100) = 0,11$ (руб.)/м³.

3.7 Техничко-экономические показатели

Таблица 3.9 – Техничко-экономические показатели эффективности производства товарного газа

№ п/п	Техничко-экономические показатели	Единицы измерения	Значение показателей (926·10 ⁶ м ³)	Значение показателей (1065·10 ⁶ м ³)
		1	2	3
1	Объем производства	м ³ /год	926·10 ⁶	1065·10 ⁶
2	Объем продаж	м ³ /год	926·10 ⁶	1065·10 ⁶
3	Цена 1 м ³	руб.	0,13	0,13
4	Выручка от реализации (строка 2 x строка 3)	руб.	120380000	138450000
5	Себестоимость (Суммарные издержки (строка 5.1 + строка 5.2))	руб.	107360532,6	114423447
	в том числе			
5.1	Издержки переменные	руб.	47052930,6	54115845
5.2	Издержки постоянные	руб.	60307602	60307602
6	Операционная прибыль (строка 4 – строка 5)	руб.	13019467,4	24026553
7	Налог на прибыль 20 % (строка 6 · 0,20)	руб.	2603893,48	4805310,6
8	Чистая прибыль (строка 6 – строка 7)	руб.	10415573,92	19221242,4
9	Рентабельность производства	%	9,7	16,8

	((строка 8/строка 5) · 100)			
10	Рентабельность продаж ((строка 8/строка 4) · 100)	%	8,6	13,8
11	Стоимость основных фондов	руб.	93163251	93163251
12	Фондовооружённость	руб./чел.	487765,7	487765,7
13	Фондоёмкость (строка 11 / строка 4)	руб./руб.	0,77	0,67
14	Фондоотдача (строка 4 / строка 11)	руб./руб.	1,29	1,48
15	Себестоимость 1 м ³	руб.	0,11	0,1
16	Производительность труда	м ³ /чел.	4848167	5575916
17	Инвестиции предприятия для внедрения инновации	тыс.руб.	60000,00	
18	Срок окупаемости	лет	3,2	
19	Точка безубыточности	млн. м ³	761,8	761,8
20	Точка безубыточности	тыс. руб.	99010	99010

3.8 Расчет точки безубыточности

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

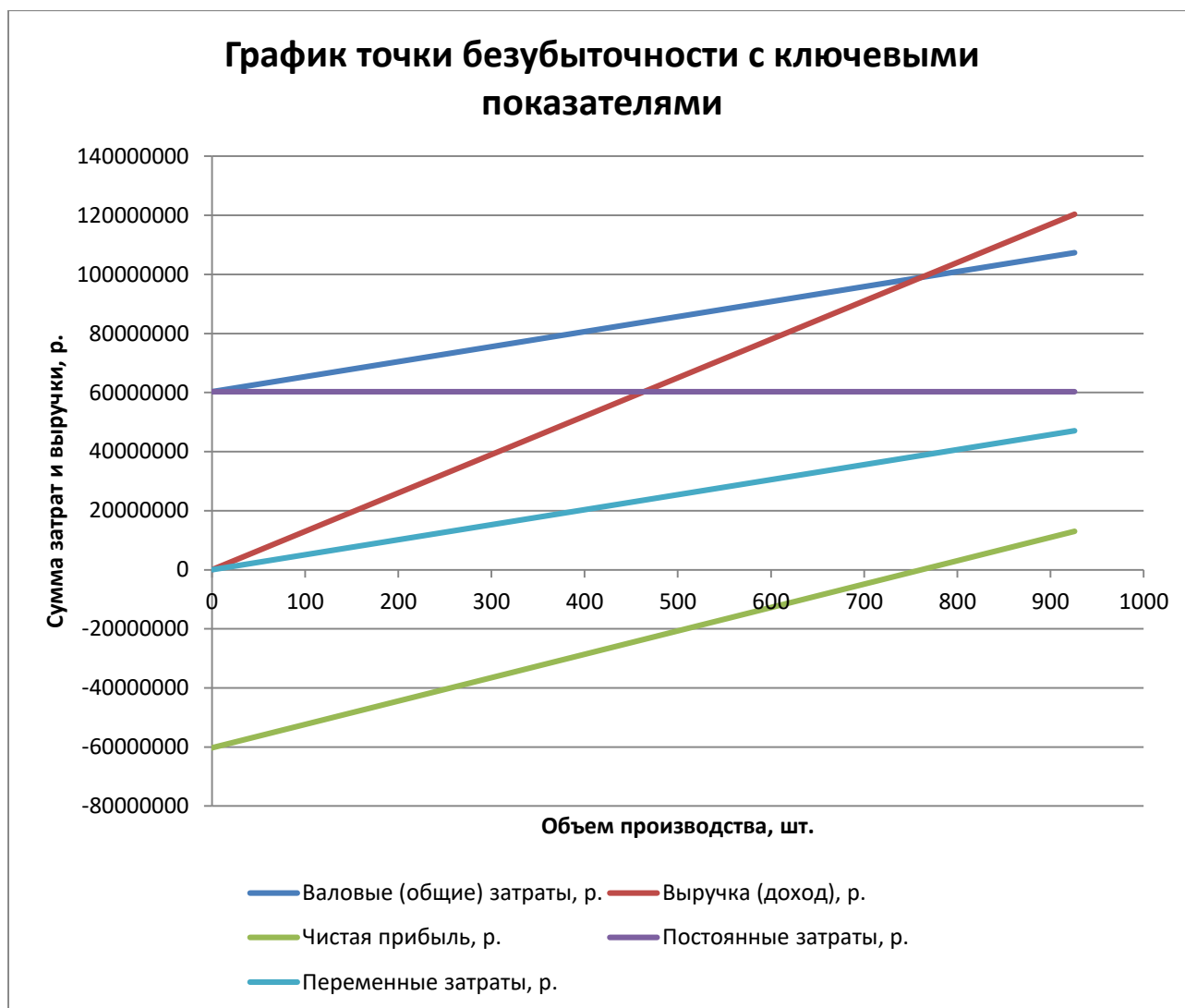


Рисунок 3.1 - График нахождения точки безубыточности при годовом выпуске 926 млн.м³ товарного газа

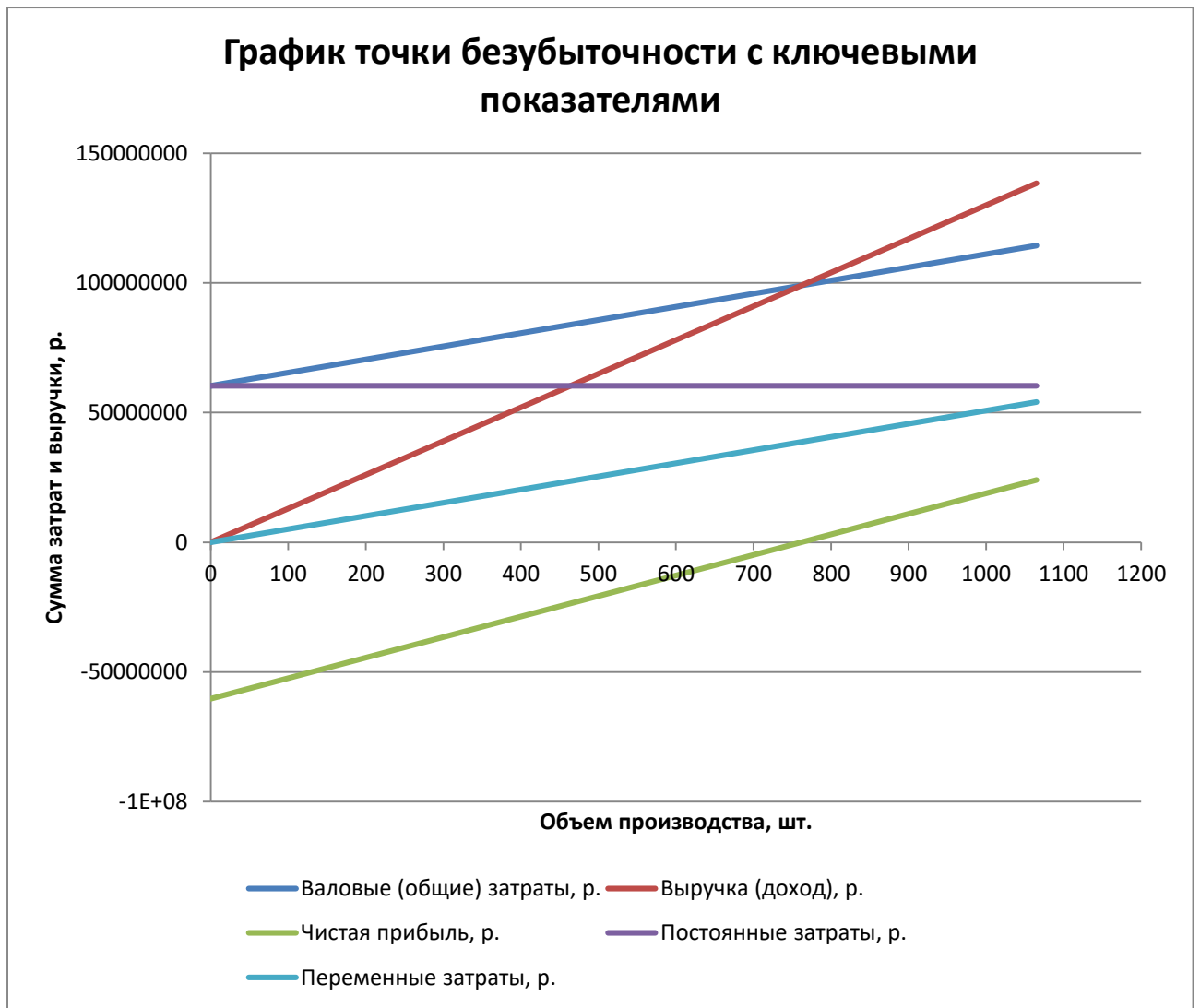


Рисунок 3.2 - График нахождения точки безубыточности при годовом выпуске 1065 товарного млн. м³ газа

Определение точки безубыточности:

Аналитическим способом:

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

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

$Изд._{перГП}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

Для производства газа 926 млн. м³

$$Q_{кр.1} = 60307602 / (0,13 * 10^6 - 50813,1) = 761,58 \text{ млн. м}^3$$

$$Q_{кр.1} = 60307602 / ((0,13 * 10^6 - 50813,1) / 0,13 * 10^6) = 99010 \text{ тыс. руб}$$

Для производства газа 1065 млн. м³

$$Q_{кр.2} = 60307602 / (0,13 * 10^6 - 50813,1) = 761,58 \text{ млн. м}^3$$

$$Q_{кр.2} = 60307602 / ((0,13 * 10^6 - 50813,1) / 0,13 * 10^6) = 99010 \text{ тыс. руб}$$

Вышепроизведенные расчеты показывают, что при увеличении объема производства с 926 млн.м³ по 1065 млн.м³, чистая прибыль увеличивается на 84%. При этом отметим, что фондоемкость уменьшается на 0,1 за счет увеличения выручки. В то время как фондоотдача увеличилась на 0,19. Это в свою очередь свидетельствует об эффективности использования основных фондов на Лугинецкой газокompрессорной станции за счет модернизации производства. Также отметим, что за счет повышения технического уровня производства увеличивается производительность труда на 0,73 млн. м³ на человека. Срок окупаемости оборудования, обеспечивающего улучшение значений вышерассмотренных технико-экономических показателей составляет 3,2 года. Расчет точки безубыточности показал, что объем производства, при котором расходы будут компенсированы доходами, а при производстве и реализации каждой последующей единицы продукции предприятие начинает получать прибыль составляет 761,8 млн.м³.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2к22	Дибров Дмитрий Михайлович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.02 Энерго-и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>– 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом является Лугинецкая газокомпрессорная станция, которая содержит в себе аппараты и трубопроводы работающие под избыточным давлением, компрессоры, насосы.</p> <p>Возможны вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>– 1. Производственная безопасность</p> <p>– 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>– 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<ul style="list-style-type: none"> - повышенная влажность воздуха - пониженная температура воздуха рабочей зоны - недостаток естественного света - повышенный уровень шума на рабочем месте - вибрация - вредные вещества в рабочей зоне - взрывоопасность и пожароопасность - движущиеся машины и механизмы - высокая температура - электрический ток - пожар
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<ul style="list-style-type: none"> – 2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
<ul style="list-style-type: none"> – 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Чрезвычайные ситуации ЛГКС могут возникнуть в результате не соблюдения норм технологического регламента, пожара</p>
<ul style="list-style-type: none"> – 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - НПБ 105-03 - №22-ФЗ«О ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ»; - ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ - ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ - ГОСТ 12..038-82 ССБТ - СП 73.13330.2016 - СНиП 23-03-2003 - СНиП 21-01-97* - СНиП 23-05-95* - ГОСТ 12.1.033-81ССБТ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2к22	Дибров Дмитрий Михайлович		

4. Социальная ответственность

За весь период эксплуатации Лугинецкой газокompрессорной станции проведена большая работа по обеспечению безопасных условий труда, предупреждению аварий и несчастных случаев с тяжелым исходом. К опасным и вредным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства, относятся: повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шумов и вибрации на рабочем месте, недостаточная его освещенность, повышенная концентрация вредных веществ и т.д.

4.1 Характеристика условий труда

Эксплуатация и замена технологического оборудования на Лугинецкой газокompрессорной станции выполняется в соответствии с правилами безопасности в строительстве и обустройстве месторождений, правилами технической эксплуатации электроустановок, баллонов под высоким давлением, правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций. Для правильной организации работ по борьбе с травматизмом и профессиональными заболеваниями необходимо проанализировать существующее состояние охраны труда и на основании данных этого анализа разработать и осуществить проведение этих мероприятий, которые позволили бы сделать труд полностью безопасным. От оборудования во время эксплуатации в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества.

Углеводороды, входящие в состав природного газа и газового конденсата, а также пары метанола образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Пары метанола, диэтиленгликоля и наличие углеводородов в воздухе рабочей зоны опасны и могут причинить вред здоровью обслуживающего персонала.

Основными факторами, обуславливающими опасность для обслуживающего персонала при эксплуатации установки, являются:

- наличие на установке токсичных пожара - и взрывоопасных продуктов;
- наличие источников открытого огня (котельная, печи НТ-790 НТ-560);
- высокое давление в аппаратах;
- способность продуктов самовоспламеняться при пропусках в не плотностях соединений оборудования;
- наличие электрического тока и вращающихся частей механизмов;
- образование взрывоопасных смесей.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства, нормативы по ним и классы опасности приведены в табл.

4.2 Производственные метеоусловия

Метеорологические условия производственной среды (температура воздуха влажность, скорость движения воздуха, барометрическое давление, интенсивность теплового излучения нагретых поверхностей) оказывают значительное воздействие на протекание жизненных процессов в жизни человека и являются важной характеристикой гигиенических условий труда. Работа по обслуживанию технологического оборудования связана с частым передвижением по производственной площадке, сбором и обработкой информации относится к работе средней тяжести.

Особенностью процесса промышленной подготовки газа является размещение оборудования на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать в условиях высоких или низких температур, при воздействии солнечной радиации, сильного ветра.

Для обеспечения нормальных условий труда строятся производственные помещения, отвечающие ГОСТ 12.1.007-89. [25]

В летний период года в помещениях температура воздуха должна быть не более $20 \div 22$ °С, влажность $30 \div 60$ %, скорость движения воздуха не более 0,2м/с.

Приборы автоматического и дистанционного управления размещают в закрытых помещениях. Наиболее трудоёмкие процессы механизированы, это приводит к уменьшению тепловыделений в организме человека. Теплообменники снабжаются дистанционным управлением, что исключает возможность пребывания работающих в зоне инфракрасного излучения.

4.3 Производственное освещение

Рациональное освещение производственных помещений и территории завода имеет большое санитарно – гигиеническое значение и способствует правильной организации труда.

С увеличением освещённости до известных пределов увеличивается острота зрения, увеличивается скорость, с которой глаз различает движущиеся предметы. Свет от солнца является наиболее гигиеничным, так как он оказывает оздоравливающее биологическое действие на окружающую среду и на организм человека. Непрерывный характер технологического процесса требует создания хорошей освещённости и в ночное время.

Эта задача решается применением искусственного освещения от ламп накаливания, люминесцентных и ртутных ламп. Зрительная работа сводится к постоянному наблюдению за экраном ЭВМ, которая отслеживает ход технологического процесса, а также снятию показаний с контрольно-измерительных приборов по месту. Поскольку естественный свет изменяется в зависимости от географической широты, времени года, часа дня, состояния погоды, основной величиной для расчёта и нормирования принят коэффициент естественной освещённости (КЕО), его нормирование представлено в строительных нормах и правилах СНиП 23.05-95 [26].

Для химических цехов коэффициент находится в пределах $\frac{1}{6} \div \frac{1}{5}$. Нормы искусственного освещения определяются СНиП 23.05-95, освещённость рабочих поверхностей должна быть не менее 200лк.

Освещённость на центральном пульте управления должна быть не менее 300лк, при этом используются люминесцентные лампы типа ЛБ-V. Они позволяют создать свет приближённый к естественному по сравнению с другими типами ламп.

4.4 Шумы и вибрация

Работа установок подготовки газа сопровождается шумом и вибрацией.

Источниками шума и вибрации являются машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, в отдельных кинематических парах в которых возникает трение и соударение (компрессора, насосы, электродвигатели, трубопроводы).

Повышение уровня шума и вибрации неблагоприятно сказывается на организме человека и результатах его деятельности. При длительном воздействии шума не только снижается острота слуха, но и изменяется кровяное давление, ослабляется внимание, зрение, происходит изменение в двигательных центрах. Особенно неблагоприятное воздействие оказывает шум на нервную систему человека.

Допустимые уровни параметров шума и вибрации на постоянных рабочих местах определены санитарными нормами проектирования промышленных предприятий ГОСТ 12.1.003-83 [27].

Наиболее высоким уровнем шума обладают технологические компрессора (110дб), а также технологические установки и аппараты, в которых движение газа и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер.

Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума 85дб.

Снижение уровня шума и вибрации достигается с помощью организационных и промышленных мероприятий. Используются следующие методы:

1. Жёсткое крепление вибрирующих деталей и узлов;
2. Амортизация и виброизоляция с помощью стальных пружин и упругих материалов;
3. Балансировка вращающихся деталей;
4. Изменение числа оборотов источника вибраций для увеличения разрыва между собственной частотой колебаний и резонансной частотой;
5. Установка звукоотражателей, звукопоглощателей, звукоизоляции;
6. Ограничение времени работы обслуживающего персонала на объектах повышенной опасности.

В качестве звукоизолирующих материалов применяют войлок, вату, асбест.

4.5 Коллективные и индивидуальные средства

Часть технологического оборудования, насосное оборудование, технологические компрессора, размещено в зданиях (укрытиях). Основная часть технологического оборудования размещена на открытой площадке.

В соответствующих с требованиями ФНПБ [28] в производственных помещениях и рабочей зоне открытых наружных установок предусмотрена система автоматического непрерывного контроля загазованности воздушной среды. Это позволяет своевременно выявить загрязнение воздуха вредными и взрывоопасными веществами и предупредить отравление, взрыва и пожара.

Контроль осуществляется с помощью системы сигнализаторов до взрывоопасных концентраций, подключенных в общую систему контроля загазованности. При достижении концентрации взрывоопасного вещества в воздухе помещения 20% от нижнего предела взрываемости сигнализатор срабатывает, при этом:

- загорается лампа над выходом в соответствующее помещение и подаётся сиреной звуковой сигнал по месту;
- дублируется звуковая и световая сигнализация на щите в операторной с показаниями результатов анализа на шкале соответствующего прибора;
- при загазованности насосных ЛВЖ автоматически включаются аварийные вытяжные вентиляторы.

4.6 Электробезопасность

Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством.

По опасности поражения людей электрическим током отделение процесса подготовки газа и конденсата относится к особо опасным категориям. Опасность представляет вероятность поражения электрическим током при обслуживании энерго- и силовых установок.

При нарушении правил эксплуатации или неисправности электрооборудования возникает опасность воздействия электрического тока на человека. Электробезопасность обеспечивается в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 [29] и относится к особо опасной категории.

На установке переработки газа необходимо обеспечить следующие меры по электробезопасности: Изоляция электрических проводов в специальные кабели, металлические трубы с сопротивлением 0,5 Ом;

- Заземление с помощью проволочных тросов с сопротивлением не более 4 Ом;
- Использование систем блокировки, отключение электрических блоков питания в случае аварии;
- Применение для проверки электрооборудования переносных устройств на напряжение 12В.

Для рабочих предусматривается спецодежда: диэлектрические перчатки, обувь без металлических набоек, все ремонтные работы электрооборудования и электрических сетей проводить при отключенной электросети.

На поверхности реактора может накапливаться электрический разряд в результате трения двух диэлектриков. Нефть и нефтепродукты являются диэлектриками.

Для борьбы с накоплением статического заряда на поверхности аппаратов используют заземление, которое выравнивает потенциалы.

Производственные здания и сооружения в зависимости от назначения и интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения должны иметь молниезащиту.

Производство по классу пожаровзрывобезопасности относится к группе А. Тип молниеотвода – стержневой.

Площадь, на которой расположена установка, входит в зону защиты молниеотвода. Молниеприёмники изготавливают из меди или алюминия.

4.7 Пожаровзрывобезопасность

Производство товарного газа по строительным нормам и правилам ФНПБ [28] относится к взрывоопасной категории А, поскольку связано с использованием бензинов, горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, газов. Процесс переработки газа должен удовлетворять требованиям государственного стандарта и действующим нормам и правилам технологического проектирования, по обеспечению мер пожаровзрывобезопасности. Пожарная безопасность здания в значительной мере определяется степенью его огнестойкости. Требуемая степень огнестойкости помещений определяется в зависимости от категории пожарной опасности производства, площади и этажности зданий.

Для производств категории А допускается число этажей 6. Площадь этажа между противоположными стенами для двухэтажного здания должна быть 5200 м^2 , для трёх и более - 3500 м^2 .

Процесс переработки газа сопровождается выбросами углеводородов, которые в небольших концентрациях образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Нижний предел воспламенения метана составляет 5,15% масс. Тепловыми источниками зажигания могут быть открытое пламя, электрическая искра, дуга, не сгоревшая частица топлива, нагретые поверхности. В случае возникновения пожара для борьбы с его распространением необходимо принять меры к его локализации.

При первой стадии развития пожара достаточно применения простейших средств (одного-двух огнетушителей и т.п.). Для ликвидации пожара на второй стадии (площадь горения увеличивается, и горение переходит в устойчивую форму требуется применение пенных струй или большего числа первичных средств тушения). Если ликвидировать пожар невозможно, то люди эвакуируются через запасные выходы.

Предотвращение образования взрывоопасной среды в воздухе производственных помещений производится путём контроля воздушной среды, применение герметичного оборудования, рабочей и аварийной вентиляции. Для предотвращения взрывоопасной среды внутри оборудования необходимо применять флегматоры (ингибирующие добавки, инертные добавки), подбирать скоростные режимы движения среды.

На производстве проводят пожарную профилактику, которая предусматривает правила обращения с горючими веществами, недопущение утечки вредных продуктов переработки, соблюдение правил пожарной безопасности и проверку наличия первичных средств пожаротушения. К первичным средствам пожаротушения относятся: внутренние пожарные краны, огнетушители, песок, войлок, асбест, кошма.

В качестве средства тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах применяются воздушно-механическая пена. Для тушения крупных пожаров используют пеногенераторные порошки ПГП и ПГПС. Для тушения небольших очагов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей применяют ручные химические пенные огнетушители типа ОП-5 и ручные воздушно-пенные, высокократной пены типа ОВП-5, ОВП-10. Значения показателей пожарной опасности веществ приведены в таблице.

Защита персонала от травмирования, связанного с возможными взрывами, пожарами, загазованностью территории, проведением ремонтных работ аппаратуры и оборудования выполнена согласно ФНПБ [28].

Средства коллективной защиты работающих на установке включают: предупредительную световую и звуковую сигнализацию предельных параметров технологического режима и противоаварийные блокировки, изложенные в таблице “Перечень блокировок и сигнализаций”.

Тушение возможных загораний на установке предусматривается не только от стационарных систем пенно – пожаротушения, но и первичными средствами пожаротушения. Для размещения первичных средств пожаротушения в производственных зданиях и на территории установки устанавливаются специальные пожарные щиты с набором:

- пенные огнетушители - 2 штуки;
- углекислотные огнетушители - 1 шт;
- ящик с песком, $V = 1,0\text{м}^3$, и лопатой – 1 шт;
- асбестовое полотно, 2 х 2 - 1 шт.

Пожарные щиты устанавливаются в доступных местах рядом с выходами из помещений.

Для предотвращения несчастных случаев, заболеваний и отравлений, связанных с производством, весь обслуживающий персонал установки обеспечивается следующими средствами защиты:

- спецодежда из хлопчатобумажной ткани (куртка, брюки, футболка);
- ботинки кожаные;
- рукавицы из хлопчатобумажной ткани;
- диэлектрическая обувь для машинистов;
- очки, резиновый фартук, резиновые перчатки, резиновые сапоги для работы с растворами щёлочи;
- защитная маска для работы со щёлочью;
- фильтрующие противогазы марок “ КД”, “БКФ”;
- защитные шлем-маски.

Кроме того установка комплектуется:

1. Шланговые противогазы (ПШ-1; ПШ-2)с комплектом масок и спасательными поясами с верёвками, для работы при высоких концентрациях газов или при работе внутри ёмкостей, колонн, в колодцах и приямок;
2. Изолирующими противогазами;
3. Аварийным запасом фильтрующих противогазов;
4. Медицинские аптечки с необходимым набором медикаментов для оказания пострадавшим первой помощи;
5. Питьевыми фонтанчиками, аварийными душами в насосной реагентного хозяйства, поливочными кранами для смыва полов.

Для индивидуальной защиты органов дыхания от вредных продуктов, применяемых на производстве, используют фильтрующие противогазы марки “КД”, ”БКФ” ГОСТ 12.4.121-83 [30].

Обслуживающий персонал обязан содержать в чистоте и исправном состоянии спецодежду и защитные приспособления.

На компрессорной станции разработан план локализации и ликвидации аварийных ситуаций, который устанавливает:

- порядок действий производственного персонала и спецслужб (газо-спасательная и пожарная служба) в период аварийных ситуаций;
- меры по немедленному выводу в безопасное место людей, непосредственно не участвующих в ликвидации аварии.

4.8 Охрана окружающей среды

Газоперерабатывающая промышленность относится к отраслям, оказывающим заметное влияние на общее загрязнение природной среды. Наряду с прямым влиянием на загрязнение атмосферы, водоёмов и почвы промышленными отходами при осуществлении технологических процессов предприятия отрасли оказывают косвенное влияние на загрязнение воздушного бассейна, вырабатывая большое количество моторных и печных топлив.

Масштабы прямого загрязнения зависят не только от объёмов переработки газа и её качества, но и от совершенства технологических процессов, технического состояния оборудования и культуры его эксплуатации. Поэтому ответственность отрасли за загрязнение природной среды велика, и вопросам охраны природы уделяется большое внимание.

Нефтегазодобывающее предприятие со взрыво- и пожароопасными свойствами по соображениям безопасности не располагают с наветренной стороны по отношению к другим соседним предприятиям и внутризаводским объектам. На территории предприятия объекта внутренней застройки размещают с учётом противопожарных разрывов в соответствии с категорией производства по взрывной и пожарной опасности. Это позволяет предотвратить переброску огня с соседних предприятий и объектов при авариях.

Деятельность по охране природной среды охватывает широкий диапазон работ от разработки малоотходных и безотходных технологий, приборов и систем контроля за состоянием окружающей среды, оборудования для очистки бытовых и сточных вод, принятие нормативных актов для оценки воздействия всех этапов производственной деятельности на окружающую среду.

Специфика отрасли заключается в насыщенности её основного производства многими опасными процессами, связанными с использованием или производством больших количеств взрывоопасных и горючих продуктов, таких, как газ, газовый конденсат, в больших

объёмах и давлениях, под которыми находится эта продукция. Концентрация больших объёмов опасных продуктов на многих головных сооружениях, насосных станциях, в резервуарных парках, на заводах и установках с одновременной рассредоточенностью по всей стране в сотнях тысяч километров нефтепроводов, газопроводов, продуктопроводов, в их насосных, компрессорных станциях и резервуарных парках.

Сотни тысяч нефтяных и газовых скважин. Тысячи буровых и ремонтных бригад и установок, насыщенность огромным количеством различного оборудования. В том числе, например, экологически вредными дизельными агрегатами, установками перегонки, регенерации. Наличие тепловых, газовых, воздушных, электрических и иных энергетических установок. Внедрение в недра земли от мелких сейсмических до сверхглубоких скважин с аномальными давлениями нефти и газа, том числе и токсичного – всё это далеко не полный перечень специфических возможностей воздействия нефтегазового производства на экологию. Естественно, что такое производство достаточно активно воздействует на окружающую среду, загрязняя землю, воду, воздух, ухудшая в соответствующих районах условия существования людей, флора и фауна.

В составе вредных веществ этих производств содержится сажа, свинец, сернистый ангидрид, сероводород, окись углерода, углеводорода, окись азота, кислота, фтористые соединения и другое.

При промысловой подготовке газа и газового конденсата происходит загрязнение атмосферы выбросами природного газа, оксидами углерода и сажей (при сжигании отходов производства).

Загрязнение литосферы. Около 10% земель занято под нефтегазопромысловым производством загрязнена, миллионы тонн грязных отходов заполняют многочисленные амбары на промысловых и разбуриваемых площадях.

Производством используется миллионы кубических метров оборотной воды, десятки тысяч кубических метров загрязнённых стоков сбрасывается в водоёмы. При этом от общего количества источников загрязнённых выбросов только малая часть, измеряемая единицами процентов, оборудована очистными устройствами и системами, в результате чего улавливается менее 10% вредных веществ, а более 4млн.тонн выбрасывается в окружающую среду.

В настоящее время проблема экологичности буровых работ не может быть решена без создания и широкого использования в промысловой практике специального природоохранного оборудования, обеспечивающего очистку, обезвреживание и утилизацию производственно-технических отходов бурения (буровых сточных вод – БСВ, отработанных буровых растворов-ОБР, бурового шлама – БШ). Такое оборудование является составной частью основного оборудования буровых установок.

В состав комплекса природоохранного оборудования буровой установки входят: блок сбора и хранения – БСВ, блок сбора и хранения – ОБР, блок очистки БСВ,

блок доочистки БСВ, блок обезвреживания ОБР, блок обезвреживания БШ. При этом очистка БСВ осуществляется реагентным методом с применением коагулянтов и флокулянтов, а доочистка с применением методов абсорбционной фильтрации, ионообмена или мембранной технологии.

Реагентным методом удаляются загрязнители минеральной природы, находящиеся в коллоидно-дисперсном состоянии, и органической природы (органические химреагенты). Методами доочистки удаляются из состава БСВ такие загрязнители, как остаточная органика, и растворимые минеральные соли.

Обезвреживание ОБР и БШ осуществляется физико-химическими методами, в частности, методом отвердения, реализуемые путём обработки указанных видов отходов специальными отверждающими составами с последующей трансформацией ОБР и БШ в консолидированные массы, в которых все остальные загрязнители минеральной и органической природы прочно связываются в структуре отверждённых отходов и не вымываются и не мигрируют из них в объекты природной среды под воздействием водного фактора. Такие отверждённые консолидированные массы относятся к четвёртому классу опасности и в экологическом отношении не представляют опасности для окружающей среды.

В технологическом отношении все указанные методы очистки и обезвреживания отходов реализуются путём их обработки составами и реагентами с последующим осветлением БСВ и

консолидацией ОБР и БШ. Принцип обработки для жидких БСВ и полужидких ОБР отходов – гидравлический, для твёрдых БШ отходов – механический.

На компрессорной станции используются вещества, способные образовывать взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом с низким нижним пределом взрываемости. Кроме того, эти вещества отнесены к вредным, т.е. при контакте с организмом человека в случае нарушения требований безопасности они могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека.

Токсичность веществ и их воздействие на организм человека определяются большим числом факторов, из которых основными являются физико-химические свойства веществ, комбинированное действие, внешние условия, концентрация и продолжительность воздействия.

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест: - Операторная оборудована приточной вентиляцией, обеспечивающей избыточное давление, в холодное время года воздух, подаваемый в помещение, подогревается, для тёплого времени года предусмотрена система кондиционирования воздуха:

- Производственные помещения категории А объёмом более 500 м^3 оборудована постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с резервными вентиляторами, включающимися автоматически при выходе из строя рабочих. Кроме того, предусмотрена аварийная вентиляция, включающаяся автоматически при загазованности в помещении 20% от нижней концентрации предела взрываемости НКПВ.

Отопление этих помещений, водяное в качестве дежурного, воздушное – в качестве рабочего.

В производных помещениях категории А объёмом менее 500 м^3 (помещения насосных и воздуходувок) предусмотрена естественная вентиляция, обеспечивающая однократный воздухообмен при нормальной работе оборудования. Аварийная вентиляция с использованием механических вытяжных вентиляторов автоматически включается при загазованности в помещении 20% НКПВ. Отопление этих помещений – водяное.

Вспомогательное помещение, расположенное за пределами взрывоопасной зоны, оборудовано приточными вентиляторами. Отопление – воздушное,

дежурное отопление – водяное. Всё вентиляционное оборудование, размещённое в помещениях категории А и в воздуховодах систем обслуживающие эти помещения, предусмотрено во взрывозащищённом исполнении. На случай пожара предусматривается автоматическое отключение систем вентиляции и вручную от кнопок управления, расположенных снаружи у дверей обслуживаемых помещений, и блокирование этих систем с автоматической пожарной сигнализацией.

Для защиты обслуживающего персонала от ожогов аппарата и трубопровода имеют изоляцию. Температура нагретых поверхностей на месте обслуживания не превышает 45°C для помещений и 60°C на наружных площадках. Тепловая изоляция выполняется из негорючих, экологически чистых материалов. Технологические трубопроводы с горючими и сжиженными горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями прокладываются на несгораемых опорах и эстакадах. Наружные этажерки для аппаратов с горючими газами, ЛВЖ и ГЖ, а также площадки для обслуживания технологического оборудования имеют с каждого яруса открытые лестницы. Открытые лестницы наружных этажерок и обслуживающих площадок, предназначенных для эвакуации людей, размещена по периметру этажерок и площадок с устройством огнезащитных экранов со стороны технологического оборудования.

Опорные конструкции под аппараты и ёмкости, содержащие сжиженные углеводородные газы, ЛВЖ и ГЖ, а также юбки аппаратов колонного типа имеют огнезащиту с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

В зданиях имеющих оборудование с газообразными или жидкими углеводородами, предусмотрены наружные легкобрасываемые ограждения (оконные стёкла, навесные панели).

Вибрация на постоянных рабочих местах в производственных помещениях при непрерывном воздействии в течении рабочего дня не превышает допустимых значений. Для уменьшения влияния вибрации, возбуждаемой работой оборудования, предусмотрена виброизоляция фундаментов от конструкции здания и установка оборудования

(газовые турбины, компрессора, электродвигатели, вентиляторы, насосы и т.д.) с применением виброизолирующих устройств, вибро- и звукоизоляционных прокладок из несгораемых или трудносгораемых материалов.

Для привода компрессоров применена газовая турбина с утилизацией тепла дымовых газов. Тепло утилизации используется для теплоснабжения технологических потребителей, а также для подогрева воды, используемой для обогрева зданий в холодное время года.

Предполагается, что общий уровень звукового давления от компрессорных агрегатов в каждом здании компрессорной составит приблизительно 102 дБ. Уровень шума от остального оборудования на расстоянии одного метра не превышает 85 дБ. При обслуживании работающих компрессоров персонал должен работать в звукоизолирующих наушниках.

Принятая система освещения, включающая общее освещение (рабочее), аварийное (резервное) освещение и служебное (ремонтное) освещение, обеспечивает нормальные условия обслуживающему персоналу для проведения необходимых операций.

Обслуживающий персонал в соответствии с действующими санитарными нормами обеспечен санитарно-бытовыми помещениями, которые расположены в здании ЦПУ и операторной и в служебно-бытовом корпусе, не входящим в объём поставки фирмы “Бейтман”.

Также предусмотрена система противопожарной защиты, которая включает систему обнаружения пожара, световую и звуковую сигнализацию, включение систем пожаротушения, а также вспомогательные системы обнаружения пожара и загазованности и пожарной тревоги.

Здания компрессорных, оборудуются стационарными системами водяного пожаротушения с установленными на них пожарными кранами, а зона установки смазочного масла системой порошкового пожаротушения. Наружные установки высотой 10м и более оборудуются стояками – трубами. Для защиты оборудования, расположенного на наружной установке используются лафетные стволы.

Противопожарная защита трубчатых печей с огневым подогревом выполнена азотом, который подаётся в камеру сгорания для локализации и ликвидации пожара, а также для продувки перед пуском, и в змеевики печи для ликвидации продукта.

Подача азота на пожаротушение осуществляется в автоматическом режиме.

Пожаротушение узлов регенерации тепло-рекуператоров РК-750 предусмотрено азотом, для чего на станции предусмотрен необходимый запас азота. Система работает в ручном режиме.

Для подавления огня в операторной предусмотрена система углекислотного пожаротушения. Углекислый газ используется в данном оборудовании в качестве средства ликвидации пожара, действует как подавитель огня, вытесняя кислород из зоны открытого огня. Это вещество неэлектропроводное и не вызывает коррозии, не оказывает вредного воздействия на оборудование. Для быстрого обнаружения утечки углекислого газа его смешивают с лимонным бальзамом.

Помещения насосных, газодувок оборудованы системой порошкового тушения.

Кроме всего прочего компрессорная станция оборудована внутренними системами радиосвязи и телефонной связи, а также системой общего оповещения.

4.9 Защита оборудования и персонала от технологических параметров

4.9.1 Структура системы управления и ESD

- Системы управления и техники безопасности станции

Системы управления и техники безопасности для компрессорной станции состоят из следующих систем:

- Распределенная система управления

Назначением системы РСУ является управление эксплуатацией технологического оборудования компрессорной станции, кроме эксплуатации в нормальном режиме Главных компрессоров, которая осуществляется с помощью панелей управления компрессоров СР-200 и СР-300. РСУ выполняет контрольные функции PID (пропорциональность, интеграл, дифференциал) для аналоговых контуров управления, открытия и закрытия клапанов и пуска и останова двигателей на компрессорной станции. Текущий контроль и слежение за параметрами процесса также выполняется с помощью РСУ. Аварийная сигнализация и останов, кроме участка главного компрессора, представлены оператору системы РСУ.

- Панели управления главных компрессоров СР-200 и СР-300

Назначением Панелей управления главных компрессоров СР-200 и СР-300 является обеспечение текущего наблюдения, управления, противопомпажной защиты, слежения, автоматического пуска, нормального останова и безопасных остановов для систем главных компрессоров С-200 и С-300, включая вспомогательные системы компрессора. Панели управления обеспечивают также текущий контроль загазованности и пожара в корпусе силовой турбины.

- Местные панели управления

Местные панели управления используются для текущего контроля, пуска и останова и, в некоторых случаях, для нормального управления отдельным элементом оборудования или группой связанных элементов оборудования. Они устанавливаются на оборудовании или вблизи него.

4.9.2 Система аварийного останова (система ESD)

Целью системы ESD является защита оборудования и персонала от технологических параметров, которые потенциально небезопасны или могут причинить повреждение. Все остановки оборудования или систем, не связанные с нормальной работой, выполняются системой ESD, за исключением остановок, выполняемых с помощью панелей управления компрессоров СР-200 и СР-300, и остановок, производимых с помощью местных панелей управления.

Станция защищена индивидуальными блокировками останова, рабочими остановами (OSD) и аварийными остановами (ESD), которые производятся системой ESD. События аварийного останова находятся отдельно и отличаются от нормальных контрольных операций, выполняемых РСУ.

Клавишная панель ESD предусмотрена в помещении управления, позволяя оператору вручную задействовать всю систему или остановки всей станции. Панель имеет жесткую связь с системой ESD.

4.9.3 Система контроля пожара и загазованности

Система контроля загазованности и пожара осуществляет контроль за газовыми детекторами, различными пожарными контакторами и постами пожаротушения вокруг компрессорной станции. Любая опасность загазованности или пожара представляется на графической панели управления, находящейся в операторной. В случае возникновения опасности пожара внутри технологического здания, защищенного противопожарной системой, система контроля загазованности и пожара посылает сигнал для тушения пожара. Система контроля загазованности и пожара посылает сигнал на РСУ для включения аварийной

вентиляции при наличии высокой концентрации газа (20% нижнего предела взрываемости) внутри технологического здания. Система контроля загазованности и пожара посылает сигнал на систему аварийного останова ESD, для останова оборудования или систем и выключения вентиляции здания при обнаружении чрезвычайно высокой концентрации газа (50% нижнего предела взрываемости) или обнаружения пожара.

4.9.4 Система управления вентиляцией здания

Система управления вентиляцией здания осуществляет управление за работой различных вентиляционных систем помещения. Состояние систем вентиляции регулируется и контролируется PCY.

Заключение

В результате проделанной работы был проведен технологический расчёт, целью которого явилось определение поверхности теплообмена, а также подбор штуцеров. Конструктивно-механический расчет, где была рассчитана прочность цилиндрической обечайки и эллиптического днища, был произведен расчет укрепления отверстий, выяснили, что укрепление отверстий не требуется, была проведена проверка фланцевых соединений на прочность и герметичность и подобраны опоры.

Выбрана и рассчитана изоляция теплообменника. Произведен гидравлический расчет данного теплообменника. Рассчитана масса аппарата.

Были подготовлены разделы: « Социальная ответственность», «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Список использованных источников

1. ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК. Технологический регламент. №16-ТН-СТП-С100-ЛГКС 5.0. Версия 5.00 г. Стрежевой 2016
2. Н.Б. Варгафтик Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей- издание второе. Издательство "НАУКА" Москва 1972 г.
3. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии.– 14-е изд., перераб. с издания 1987 г. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 576 с.
4. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии.7-ое издание.М.,1961.
5. Машины и аппараты химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств: учебное пособие / О.К. Семакина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 164 с.
6. ГОСТ 5520-79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия (с Изменениями N 1-4)
7. ГОСТ Р 52857.1—2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»
9. ГОСТ Р 53677-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Кожухотрубчатые теплообменники. Технические требования
10. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
11. ГОСТ Р 55601-2013 Аппараты теплообменные и аппараты воздушного охлаждения. Крепление труб в трубных решетках Общие технические требования
12. ГОСТ Р52857.2 -2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек
13. ТУ 3612-023-00220302-01 Аппараты теплообменные кожухотрубчатые с плавающей головкой, кожухотрубчатые с U-образными трубами и трубные пучки к ним (с Изменениями N 1-4)АО "ВНИИНЕФТЕМАШ"
14. Конструирование сварных химических аппаратов: Справочник.- Л.: Машиностроение. Ленингр. от-ние, 1981.-382 с., ил.
15. ГОСТ 28759.4-90 Фланцы сосудов и аппаратов стальные приварные встык под прокладку восьмиугольного сечения. Конструкция и размеры
16. ГОСТ Р 52857.7-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Теплообменные аппараты

17. ГОСТ Р 52857.3-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер
18. ГОСТ Р 52857.4-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений
19. АТК 24.218.06-90 Штуцера для сосудов и аппаратов стальных сварных. Типы, основные параметры, размеры и общие технические требования
20. ГОСТ Р 52857.5-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок
21. ОСТ 26-2091-93 Опоры горизонтальных сосудов и аппаратов. Конструкция
22. ГОСТ 4640-93 Вата минеральная. Технические условия (с Изменением N 1)
23. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию/ Г. С. Борисов, В. П. Брыков, Ю. И. Дытнерский и др. Под ред. Ю. И. Дытнерского, 2-е изд., перераб. и дополн. - М.:Химия, 1991. 496 с
24. Экономика и управление производством. Расчет экономической части дипломного проекта: метод. указ. для студентов хим. спец. ИДО / сост. Т.Г. Рыжакина. – Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 22 с.
25. ГОСТ 12.1.007-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
26. СНиП 23.05-95 Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1)
27. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
28. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" (с изменениями на 26 ноября 2015 года)
29. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Изменением N 1)
30. ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ. Противоголазы промышленные фильтрующие. Технические условия (с Изменением N 1)

КОМПАС-3D V16 Учебная версия © 2015 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Перв. примен.		Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание			
						<u>Документация</u>					
		A4			ФЮРА УДГ 001 000 ПЗ	Пояснительная записка	1				
		A1			ФЮРА УДГ 001 000 СБ	Сборочный чертеж	1				
						<u>Сборочные единицы</u>					
Справ. №				1	ФЮРА УДГ 001 000 00	Корпус	1				
				2	ФЮРА УДГ 001 000 01	Распределительная камера	1				
				3	ФЮРА УДГ 001 000 02	Трудная решетка	1				
Подп. и дата						<u>Детали</u>					
				2	ФЮРА УДГ 001 000 03	Перегородка верхняя	5				
				5	ФЮРА УДГ 001 000 04	Перегородка нижняя	5				
				6	ФЮРА УДГ 001 000 05	Перегородка опорная	1				
				7	ФЮРА УДГ 001 000 06	Обечайка	1				
				8	ФЮРА УДГ 001 000 07	Обечайка	1				
				9	ФЮРА УДГ 001 000 08	Труба теплообменная 25x2 ГОСТ 8732-78	948				
				10	ФЮРА УДГ 001 000 09	Стяжка	10				
				11	ФЮРА УДГ 001 000 10	Накладное кольцо штуцеров. А, Б	2				
				12	ФЮРА УДГ 001 000 11	Накладное кольцо штуцеров. В, Г	2				
				13	ФЮРА УДГ 001 000 12	Прокладка ПОН ГОСТ 481-80	1				
				14	ФЮРА УДГ 001 000 13	Полоса скольжения	2				
		Подп. и дата		ФЮРА УДГ 001 000							
				Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Теплообменный аппарат						Лит.	Лист	Листов	
									1	2	
Инв. № подл.											
Инв. № подл.											
Инв. № подл.											
Инв. № подл.											

КОМПАС-3D V16 Учебная версия © 2015 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
				<u>Стандартные изделия</u>		
		15	ФЮРА УДГ 001 000 14	Опора 300-654-3 ОСТ 26-2091-93	1	
		16	ФЮРА УДГ 001 000 15	Опора П/Л. 300-654-3 ОСТ 26-2091-93	1	
		17	ФЮРА УДГ 001 000 16	Штуцер 300-10-2-6-300-09Г2С АТК 24.218.06-90	2	
		18	ФЮРА УДГ 001 000 17	Штуцер 200-2,5-2-1-300-09Г2С АТК 24.218.06-90	2	
		19	ФЮРА УДГ 001 000 18	Прокладка 1200-10-1 ГОСТ 28759.8-90	2	
		20	ФЮРА УДГ 001 000 19	Прокладка 300-10-1 ГОСТ Р 53561-2009	2	
		21	ФЮРА УДГ 001 000 20	Шпилька Б1М42-6дх270.75.40Х.IV.1 ГОСТ 9066-75	32	
		22	ФЮРА УДГ 001 000 21	Гайка АМ42-6Н.40Х.IV.1 ГОСТ 9064-75	64	
		23	ФЮРА УДГ 001 000 22	Шпилька Б1М56-6дх630.105.40Х.IV.1 ГОСТ 9066-75	36	
		24	ФЮРА УДГ 001 000 23	Гайка АМ56-6Н.40Х.IV.1 ГОСТ 9064-75	72	
		25	ФЮРА УДГ 001 000 24	Шпилька Б1М24-6дх130.48.40Х.IV.1 ГОСТ 9066-75	24	
		26	ФЮРА УДГ 001 000 25	Гайка АМ24-6Н.40Х.IV.1 ГОСТ 9064-75	48	
		27	ФЮРА УДГ 001 000 26	Прокладка СНП В-3-239-2,5-4,5 ОСТ 26.260.454-99	2	
		28	ФЮРА УДГ 001 000 27	Днище 1200-12-300 ГОСТ 6533-78	2	
		29	ФЮРА УДГ 001 000 28	Фланец 1-1200-10,0-09Г2С ГОСТ 28759.4-90	2	
		30	ФЮРА УДГ 001 000 29	Гайка АМ12-6Н.40Х.IV.5 ГОСТ 9064-75	10	
		31	ФЮРА УДГ 001 000 30	Шайба 12.40Х ОСТ 26-2042-96	10	
				<u>Комплекты</u>		
				<u>Комплект запасных частей</u>		
				Прокладка 1200-10-1 ГОСТ 28759.8-90	2	
				Прокладка 300-10-1 ГОСТ Р 53561-2009	2	
				Прокладка СНП В-3-239-2,5-4,5 ОСТ 26.260.454-99	2	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № докл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА УДГ 001 000	Лист
						2