

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

Институт *физики высоких технологий*

Направление подготовки *18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии*

Кафедра *общей химии и химической технологии*

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация установки по осушке попутного нефтяного газа с использованием Wolfram Mathematica

УДК 665.61.047

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM51	Корнев Алексей Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент. каф. ОХХТ	Беляев В.М.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. менеджмента	Креницына З.В.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Раденков Т.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОХХТ	Ан В.В.	К.Т.Н.		

Планируемые результаты освоения образовательной программы

Код результата	Результат освоения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,3,14,17,18,26,27 ОК-1,3), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
Р2	Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13 ОК-2), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
Р3	Разрабатывать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,19-25 ОК-4), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
Р4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем	Требования ФГОС (4,5,7,8,9 ОК-4), Критерий 5 АИОР (п.1.4)

	с позиций энерго и ресурсосбережения	
P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-2,9,10,15,16, ОК-4,5), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,3), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (2.6)
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P9	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ПК-26,27, ОК-4,5) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

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

Институт физики высоких технологий

Направление подготовки (специальность) 18.04.02 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:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Корневу Алексею Алексеевичу

Тема работы:

Модернизация установки по осушке попутного нефтяного газа с использованием Wolfram Mathematica

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.12.16 №10497
---	-----------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Материалы преддипломной практики, технологический регламент установки по осушке попутного нефтяного газа, учебная литература</i></p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Введение Технологический расчет, технико-механический расчет, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Схема технологическая, сборочный чертеж абсорбера и сепаратора</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Криницина Зоя Васильевна, к.т.н, доцент кафедры Менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Раденков Тимофей Александрович, ассистент кафедры Экологии безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1.2.3 Описание технологического процесса и технологической схемы</p>	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Корнев Алексей Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 14 рис., 39 табл., 48 источников, 3 прил.

Ключевые слова: осушка, попутный нефтяной газ, триэтиленгликоль, диэтиленгликоль, пропиленгликоль, этиленгликоль, абсорбер.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является процесс осушки попутного нефтяного газа различными абсорбентами – осушителями.

Целью данной магистерской диссертации является исследование влияния различных абсорбентов на процесс осушки попутного нефтяного газа.

В результате исследования была получена сравнительный анализ абсорбентов – осушителей (триэтиленгликоль, диэтиленгликоль, пропиленгликоль, этиленгликоль). Проведено технико – экономическое обоснование абсорбента, которое определило наиболее эффективный выбор абсорбента при определенных условиях.

В процессе исследования проводились технологический и конструктивно-механический расчет, оценка ресурсосбережения и ресурсоэффективности, оценка производственных опасностей и пожарной безопасности .

В результате исследования так же была разработана установка по осушке попутного нефтяного газа.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 шрифтом Times New Roman №14, с использованием прикладных программ: «Wolfram Mathematica», «Mathcad 15.0», «Autodesk Professional Inventor 2011».

Обозначения и сокращения

ТЭГ – триэтиленгликоль;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ПГ – пропиленгликоль;

ЭГ – этиленгликоль;

УОГ – установка осушки газа;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ДЕ – дренажная емкость;

УПН – установка подготовки нефти;

ПТБ – печь трубная блочная;

Оглавление

Планируемые результаты освоения образовательной программы	2
Задание на выполнение ВКР	4
Реферат	6
Обозначения и сокращения	7
Оглавление	8
Введение	11
Обзор литературы	11
Объект и методы исследования	21
1. Исследование влияния различных абсорбентов	22
1.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	22
1.2 Исходное сырье, продукты и технологическая схема	23
1.2.1 Попутный нефтяной газ	23
1.2.2 Абсорбенты - осушители	24
1.2.3 Описание технологического процесса и технологической схемы	24
1.3 Материальный баланс	28
1.3.1 Влагосодержание газа	28
1.3.2 Количество раствора абсорбента	32
1.3.3 Материальный баланс абсорбера	33
1.4 Диаметр аппарата и длина массообменной зоны	36
1.5 Число массообменных зон	37
1.6 Расчет сепарационного элемента	42
1.7 Определение размеров конденсатосборника, диаметра патрубков	45
1.7.1 Конденсатосборник для насыщенного раствора гликоля	45
1.7.2 Конденсатосборник для жидкости	46
1.7.3 Определение диаметра патрубка ввода газа	47
1.8 Результаты исследования	47
1.8.1 Техничко – экономическое обоснование выбора абсорбента	47
1.9 Определение диаметра и фильтра предварительного сепаратора	50
2. КОНСТРУКТИВНО-МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	52
2.1 Определение расчетных параметров	52
2.2 Расчет на прочность корпуса аппарата	53
2.2.1 Расчет цилиндрической обечайки	53
2.2.2 Расчет эллиптических днищ	56
2.3 Укрепление отверстий в обечайке и днищах	57
2.4 Расчет фланцевых соединений абсорбера	62
2.4.1 Усилия, необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения	66
2.4.2 Усилие в болтах фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях	66
2.4.3 Проверка прочности болтов и прокладки	70
2.4.4 Расчет фланцев на статическую прочность	71
2.4.5 Проверка углов поворота фланца	74

2.5 Расчет опор	75
2.5.1 Расчет опорных лап	75
2.5.2 Расчет цилиндрических стойки	79
2.6 Расчет устройства для строповки аппарата	81
2.7 Расчет средств защиты установки	84
2.7.1 Расчет и подбор предохранительного клапана	84
2.7.2 Расчет и подбор молниезащиты и заземлителя	86
2.8 Конструктивно-механический расчет предварительного сепаратора	87
2.8.1 Определение расчетных параметров	87
2.8.2 Расчет на прочность корпуса аппарата	88
2.8.3 Укрепление отверстий в обечайке и днищах	88
2.8.4 Расчет фланцевых соединений сепаратора	90
2.8.5 Расчет опор сепаратора	91
2.8.6 Расчет устройств строповки сепаратора	93
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	99
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования	100
3.2 Анализ конкурентных технических решений	100
3.3 Диаграмма Исикавы	102
3.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	102
3.5 Методы коммерциализации результатов научно – технического исследования	104
3.6 Инициация проекта	105
3.7 Планирование управления научно – техническим проектом	108
3.7.1 Бюджет научного исследования	108
3.7.2 Организационная структура проекта	111
3.7.3 Матрица ответственности	112
3.7.4 План проекта	112
3.8 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	113
3.8.1 Оценка сравнительной эффективности исследования	113
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	119
4.1 Техногенная безопасность	119
4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	122
4.3 Региональная безопасность	127
4.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу	127
4.3.2 Организационные мероприятия обеспечения безопасности	129
4.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений	131
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	131
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	133
Заключение	136
Список используемых источников	137

Список публикаций студента	143
Приложение А – ФЮРА.027151.001.ТЗ	144
Приложение Б – ФЮРА.027151.001.СБ	145
Приложение В – ФЮРА.027151.002.СБ	146
Приложение Г – ФЮРА.027151	147
Приложение Д – ФЮРА.УОГ000001.СБ	148
Приложение Е	149

Введение

Природный газ, поступающий из скважин, содержит углеводородный конденсат, пары воды и свободную влагу с растворенными в ней солями, которые могут вызвать трудности при его транспортировании по трубопроводу (главным образом, коррозию, образование гидратов или льда). Для предотвращения конденсации воды из газов при их охлаждении и образования гидратов одним из наиболее важных звеньев в процессе подготовки газа к транспорту является осушка от влаги абсорбционным методом с применением жидких осушителей. Более 70% добываемого в РФ газа подготавливается с применением этого процесса [1].

Абсорбцией называется процесс избирательного поглощения компонентов из газовых или паровых смесей жидкими поглотителями (абсорбентами).

Для извлечения влаги из природного газа могут применяться различные осушители, которые должны иметь:

- Удовлетворительную осушающую способность в широком интервале концентраций, давления и температур;
- Низкие давления насыщенных паров, чтобы потери при испарении были незначительными;
- Температуру кипения, отличающуюся от температуры кипения воды настолько, что выделение поглощенной воды из осушителя могло бы осуществляться простыми методами;
- Низкую вязкость в условиях эксплуатации, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорберах;
- Низкие коррозионные свойства;
- Высокую устойчивость к окислению и термическому разложению.

Этим требованиям в той или иной степени отвечают гликоли – этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей со спиртами и их, но наиболее широкое применение получили высококонцентрированные растворы ЭГ, ДЭГ, ТЭГ, ПГ [2].

Проблема выбора осушителя для установок, эксплуатирующихся в осложненных условиях Крайнего Севера, определяет не только эффективность и надежность предупреждения гидратообразования, но и ресурсоэффективность процесса осушки газа. Модернизация работающего оборудования, а также вновь проектируемого является актуальной задачей, представляющей большой интерес среди ученых, инженеров и предприятий.

Целью данной магистерской диссертации является исследование влияния различных абсорбентов на процесс осушки попутного нефтяного газа.

Обзор литературы

Состав и свойства природных газов

Продукция скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях представляет собой многофазную многокомпонентную смесь. При подготовке добываемого углеводородного сырья к магистральному транспорту, подаче его на газобензиновые и нефтеперерабатывающие заводы и фракционирующие установки широкое применение на современных нефтяных и газовых промыслах получили технологические процессы, основанные на использовании принципа разделения (сепарации) пластовой смеси на жидкую и газовую фазы в результате действия естественных сил: гравитация, инерции и других.

Газонефтяные и газоконденсатные системы соответственно состоят из нефти и газа или газа и конденсата. Состояние и свойства этих систем определяются влиянием различных параметров, среди которых основными являются давление, температура, удельные объемы и компонентные составы фаз. При движении углеводородной системы по всей цепочке пласт – скважина – система сбора и подготовки – магистральный трубопровод непрерывно изменяются давление и температура. В результате изменяется фазовое состояние системы, а также компонентный состав фаз. Кроме того, в процессе движения в систему могут вводиться или из системы могут отбираться некоторые составляющие смеси (жидкая, газовая или твердая фазы), что также приводит к изменению как фазового, так и компонентного состава смеси.

Природные газы содержат углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутан и более тяжелые компоненты (эти компоненты обычно обозначаются C_1 , $C_2...$), кислые газы – двуокись углерода, сероводороды, меркаптаны, а также другие компоненты. Кроме перечисленных компонентов природный газ содержит пары воды, а также механические примеси, которые выносятся вместе с добываемым газом из скважин. Состав пластового газа в

процессе эксплуатации месторождения не остается постоянным, а изменяется со временем эксплуатации, поскольку падает пластовое давление. Природный газ и продукты его переработки – этан, пропан, бутан, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), конденсат – являются топливом для промышленности и бытовых потребителей и исходным сырьем для переработки на газоперерабатывающем заводе. При использовании природного газа и продуктов его переработки в качестве товарной продукции, а с другой – по ограничению уровней возможных загрязнений окружающей среды. Технические условия и стандарты на природный газ зависят от того, куда он поставляется. Основные требования [3] к природному газу, подаваемому в магистральный газопровод, и количественные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные требования к природному газу

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов			
	Умеренный		Холодный	
	с 01.05 по 03.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
1 Точка росы газа по влаге, °С, не выше	-3	-5	-10	-20
2 Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	0	0	-5	-10
3 Температура газа, °С	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
4 Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007
5 Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	0,016	0,016	0,016
6 Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
7 Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и при 101, 325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5

Ограничения по точке росы для влаги и углеводородов обусловлены требованиями, чтобы при транспортировке газа в магистральном трубопроводе по мере охлаждения газа в нем не образовались гидраты и не выпал конденсат.

Содержание влаги в газе определяют по заданным значениям температуры точки росы и давлению, используя номограммы или расчетные формулы.

Для того чтобы добываемый природный газ и конденсат удовлетворяли предъявляемым к ним требованиям, перед подачей в магистральный трубопровод, на газоперерабатывающий завод или на коммунально-бытовые нужды их нужно подвергнуть тщательной обработке, включающей:

- Отделение от газа механической примеси, капельной воды и конденсата. Этот процесс принято называть сепарацией.
- Удаление из газа паров воды. Этот процесс называется осушкой газа.
- Извлечение из газа тяжелых углеводородов.

Перечисленные процессы осуществляются в установках комплексной подготовки газа (УКПГ), располагаемых на промысле. По сложности технологических процессов и насыщенности оборудованием, необходимым для реализации этих процессов, УКПГ приближаются к заводским установкам [4].

Осушители, применяемые при осушке газа, и их свойства

Наиболее широкое применение в качестве осушителей получили высококонцентрированные растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ). Применяют также пропиленгликоль (ПГ).

Некоторые производные ди- и триэтиленгликоля и побочные вещества, получаемые при их производстве (этилкарбитоль, тетраэтиленгликоль), хотя и обладают высокой гигроскопичностью, практически не применяются для осушки природного газа, что объясняется трудностями, связанными с регенерацией их насыщенных растворов и низкой избирательностью в отношении природного газа [5].

На практике в схемах установок абсорбционной осушки газа в качестве осушителей применяются только высококонцентрированные растворы ДЭГ и

ТЭГа. Водные растворы других гликолей, в частности этиленгликоля и пропиленгликоля, нашли применение в качестве ингибитора гидратообразования.

Гликоли являются двухатомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются во всех соотношениях. Их водные растворы не вызывают коррозии оборудования. Благодаря этому оборудование установок осушки газа изготавливается из дешевых марок стали.

Важное свойство гликолей – способность понижать температуру замерзания водных растворов, что дает возможность использовать водные растворы гликолей как антигидратный ингибитор при минусовых температурах контакта. Чем ниже дипольный момент гликоля, тем выше его способность к ассоциации, понижению температуры замерзания раствора.

Основные физико-химические свойства гликолей [2] приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные физико-химические свойства гликолей

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ПГ
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18	76,09
Относительная плотность	1,116	1,118	1,126	1,034
Температура кипения, °С	197,3	244,8	278,3	188,2
Давление насыщенных паров при 20° С, МПа·с	20,9	35,7	47,8	56,0
Коэффициент преломления n_d^{20}	1,1316	1,4472	1,4559	1,4326
Поверхностное натяжение при 20° С, $10^{-3} \cdot \text{Н/м}$	48,4	48,5	45,2	36,5
Удельная теплоемкость, кДж/кг·К	2,35	2,09	2,20	2,47
Электропроводность при 25° С, $\text{Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$	$1,07 \cdot 10^{-6}$	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$	–
Дипольный момент при 30° С	2,20	2,69	3,0	3,63
Критическая температура, °С	376	410	440	351
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72	6,32

Поглощение гликолем воды является экзотермическим процессом, т.е. сопровождается выделением тепла. Однако количество выделенного тепла столь незначительно, что его значением можно пренебречь.

Сравнительная характеристика гликолей, используемых в качестве осушителя

С повышением температуры увеличивается давление насыщенных паров над раствором и снижается теплота испарения ТЭГа, ДЭГа и ПГа [5].

Растворимость газа в ТЭГе на 25-30 % выше, чем в ДЭГе. С этой точки зрения при высоких давлениях абсорбции применение ДЭГа предпочтительнее, так как он обеспечивает более высокий коэффициент избирательности в системе воды – углеводороды.

Растворимость ароматических углеводородов в гликолях увеличивается по мере роста их молекулярной массы. Например, растворимость бензола в ЭГе и ДЭГе составляет соответственно 5,7 и 31,3 %, а три и тетраэтиленгликоли полностью смешиваются с бензолом.

Следует отметить, что растворимость углеводородов в ТЭГе несколько больше, чем в ДЭГе. Это обстоятельство особенно важно, когда осушке подвергаются конденсатсодержащие газы. Этот вопрос рассмотрен в работах [5]. Показано, что с повышением концентрации раствора количество извлекаемых углеводородов увеличивается. Это происходит и с ростом удельного расхода ТЭГа. По результатам анализов максимальное количество извлеченного углеводородного конденсата составило 0,24 % от объема ТЭГа.

Наличие ароматических углеводородов в конденсате повышает его растворимость в гликолях, и следовательно, способствует увеличению потерь как гликоля, так и конденсата.

Исследования [5] показали, что при орошении 91,3 %-ным ДЭГом в количестве 17 л/1000 м³ газа поглощение ароматических углеводородов составляло 1,32 % объема. Следует указать, что поглощение ароматических углеводородов ДЭГом отрицательно влияет на его осушающую способность.

Влияние ароматических углеводородов на осушающую способность растворов ДЭГа экспериментально изучено в [5]. Эксперименты показали, что растворение в ДЭГе 0,4 % конденсата практически не влияет на его осушающую способность. При растворении в ДЭГе 5 % конденсата его осушающая способность снижается почти в 2 раза. При дальнейшем увеличении растворения конденсата в ДЭГе его осушающая способность резко снижается, и раствор ДЭГа перестает осушать газ, когда количество растворенных в нем ароматических углеводородов составляет свыше 20 %.

Водные растворы ЭГа по сравнению с растворами ДЭГа и ТЭГа имеют более низкую температуру замерзания, большую степень предотвращения гидратообразования при одинаковых концентрациях, меньшую вязкость при рабочих температурах осушки и более низкую растворимость в углеводородном конденсате, что снижает их потери за счет растворимости в конденсате.

ЭГ имеет экологическое преимущество перед ДЭГом и ТЭГом: при попадании в водоемы он подвергается полному биологическому разложению в отличие от ДЭГа и ТЭГа.

Существенным недостатком ЭГа является высокое давление насыщенных паров. Например, при температуре 20 °С этот показатель для 99 %-ного раствора ЭГа в 2,5 и 7 раз выше, чем упругость паров ТЭГа и ДЭГа соответственно. По этой причине ЭГ не получил применения при противоточной осушке газа, так как его потери с газом были бы в несколько раз больше. Растворы ЭГа могут быть успешно использованы в качестве ингибитора на установках НТС.

Одно из важных свойств гликолей – снижение температуры замерзания при растворении в них воды. Благодаря этому свойству гликоли находят

применение при приготовлении различных теплоносителей. Это качество гликолей имеет важное значение и для транспортировки газа. Дело в том, что газ на выходе из абсорберов обязательно содержит гликоль в паровой фазе и, как правило, в капельном виде. При снижении температуры газа в газопроводах гликоли поглощают дополнительную влагу из паровой фазы, что снижает температуры замерзания жидкой фазы, что предотвращает образование твердой фазы в газопроводах.

Водные растворы ТЭГа имеют преимущества по сравнению с растворами ДЭГа, ЭГа, ПГа. У триэтиленгликоля давление насыщенных паров меньше, чем у ДЭГа, следовательно, потери ТЭГа за счет уноса с осушенным газом и при регенерации будут меньше. ТЭГ при высокой степени осушки дает более значительное понижение температуры точки росы, чем ДЭГ. Кроме того, ТЭГ имеет более высокую температуру начала разложения (206 °С), чем диэтиленгликоль (164 °С).

Для осушки газа можно применять также изомеры пропиленгликоля: 1,2-пропиленгликоль $\text{CH}_3\text{CHOH}-\text{CH}_2\text{OH}$ и 1,3-пропиленгликоль $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$. Из них наибольший интерес представляет 1,2-пропиленгликоль $\text{CH}_3\text{CHOH}-\text{CH}_2\text{OH}$ (ПГ). ПГ имеет очень низкую температуру замерзания – минус 60 °С, что дает возможность использовать его в условиях Крайнего Севера.

Упругость паров ПГ при обычных температурах выше, чем у ЭГа, ДЭГа и ТЭГа. Следовательно, потери ПГ с обрабатываемым газом при одинаковых условиях будут больше, чем остальных гликолей. Подача в абсорбер переохлажденного раствора ПГ позволила бы снизить его потери с осушенным газом.

Вязкость водных растворов гликолей растет с увеличением концентрации растворов и давления, уменьшается с повышением температуры. При вязкости выше 100сП снижается интенсивность процесса массообмена между водяными

парами и растворами, в результате чего не достигается равновесие между фазами.

Для снижения вязкости растворов гликолей к ним можно добавлять органические растворители, которые не должны способствовать образованию пены. Растворители должны быть гигроскопичными и иметь более низкую вязкость, чем гликоли. Растворителями могут служить бензольный, фенилэтиловый, ароматический и циклический одноатомные спирты, гомологи циклогексана; гетероциклические одноатомные спирты – гомологи тетрагидрофурулового спирта; водорастворимые моноэфиры полигидроспиритов и т.д. В качестве разбавителя может использоваться также метанол.

Следует отметить, что перечисленные реагенты не отвечают многим требованиям, предъявляемым к осушителям. Некоторые из них более летучи, что приводит к повышенным потерям реагентов, некоторые плохо регенерируются и т.д. Поэтому их применение на практике носит единичный характер. Добавление к диэтиленгликолю низкомолекулярных гликолей, таких как ЭГ и ПГ, снижает вязкость и температуру застывания его растворов. Согласно данным [5], раствор, состоящий из 50 % ЭГа и 50 % ДЭГа, при температуре $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ имеет вязкость 100 сП. Температура застывания такого раствора $-38\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Объект и методы исследования

Предметом исследования выступило исследование возможности применения различных абсорбентов на установке осушки попутного нефтяного газа.

В качестве исходного материала использовались данные, полученные мною в период прохождения преддипломной практике в ОАО «Томскнефть» ВНК, а также выпускная квалификационная работа на соискание квалификации «бакалавр».

Данное исследование проводилось методом теоретического моделирования на действующей установке осушки газа (УОГ) в цехе подготовки и перекачки нефти №4 ОАО «Томскнефть» ВНК.

Границами объекта исследования являются поиск и сравнительный анализ различных осушителей, а также возможность их применения, проектирование блока абсорбции и блока предварительной сепарации установки осушки газа. В качестве пакета прикладных программ использовался система Wolfram Mathematica.

1 Исследование влияния различных абсорбентов на процесс осушки попутного нефтяного газа

Для исследования влияния различных абсорбентов осушителей на процесс осушки попутного нефтяного газа необходимо изучить влияние гликолей на технологический процесс абсорбции.

1.1 Технологический расчет

Целью технологического расчета установки осушки попутного нефтяного газа является определение основных геометрических размеров абсорбера.

Задачи технологического расчета включают:

- Определение влагосодержания попутного нефтяного газа;
- Определение расхода абсорбента – осушителя;
- Материальный баланс установки при применении различных абсорбентов;
- Расчет диаметра и длины массообменной зоны;
- Определение числа массообменных зон;
- Расчет сепарационного элемента;
- Определение размера конденсатосборника.

Исходные данные:

$V=0,5$ млн. – производительность установки, м³/сутки;

$\rho_{г}=1,23$ – абсолютная плотность газа, кг/ м³;

$P_{раб}=0,35$ – рабочее давление, МПа;

$M_1=29$ – средняя молекулярная масса газа, г/моль.

$t_p=-10$ – точка росы осушенной газовой смеси [3].

1.2 Исходное сырье, продукты и технологическая схема

1.2.1 Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это природный углеводородный газ (смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Попутный нефтяной газ необходимо отделять от нефти для того, чтобы она соответствовала требуемым стандартам. Долгое время ПНГ оставался для компаний побочным продуктом, поэтому и проблему его утилизации решали достаточно просто – сжигали.

Процессы разделения попутного нефтяного газа происходят на установках низкотемпературной конденсации (НТК) и низкотемпературной абсорбции (НТА). После разделения сухой отбензиненный газ может транспортироваться по обычному газопроводу, а широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) – поставляться на дальнейшую переработку для производства нефтехимических продуктов.

Также можно использовать попутный нефтяной газ на энергетических установках для выработки электроэнергии – это позволяет нефтяным компаниям решить проблему энергоснабжения промыслов, не прибегая к покупке электроэнергии [7].

В таблице 1 -2 представлены состав и физико-химические свойства газа подаваемого на установку осушки газа.

Таблица 1.1 – Компонентный состав газа

Наименование компонента	Содержание	Ед.измерения
Метан (СН ₄)	62,488	% об.
Этан (С ₂ Н ₆)	5,315	% об.
Пропан(С ₃ Н ₇)	11,925	% об.
Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	3,564	% об.

сепарации, блок абсорбции, блок дополнительной сепарации, печь регенерации абсорбента.

Технологическая схема процесса представлена в Приложение А.

Поступающий на установку попутный газ под давлением 1,2 - 3,5 кгс/см² проходит в предварительный сепаратор горизонтального типа, внутри которого установлены горизонтальные перфорированные пластины, на которых в шахматном порядке наварены отбойники. Отсортированная жидкость собирается в конденсатосборник, являющийся частью сепаратора.

Конденсатосборник предварительного сепаратора снабжен датчиками максимального и минимального уровня жидкости и пневматическим регулятором уровня. По мере поступления, сепарированная жидкость автоматически отводится в дренажную емкость ДЕ.

Газ после сепарации поступает в абсорбер. В головной части абсорбера установлена насадка из спрессованной стальной рукавно - вязаной сетки, которая служит для более тонкой очистки газа от капельной жидкости. Сепарационная секция абсорбера также снабжена конденсатосборником, оборудованным датчиками максимального и минимального уровня жидкости. По мере накопления, жидкость отводится через регулятор в дренажную емкость ДЕ.

После тонкой очистки газ последовательно проходит три массообменные зоны абсорбера, разделенные между собой насадками из пакетов спрессованной стальной сетки. На газ, проходящий через массообменные зоны насосами Н - 1, 2 под давлением 2,5 - 3,5 кгс/см², из нижнего куба регенерации подается триэтиленгликоль (ТЭГ). Перед поступлением на всас насосов Н - 1, 2 ТЭГ предварительно охлаждается до 15-30⁰ С в газовом гликолевом теплообменнике, расположенным в дополнительном сепараторе. Распыление гликоля в распылительных ступенях осуществляется специальными форсунками с образованием значительного числа капель гликоля с большей общей поверхностью. Кроме того, поддерживается их хорошая распределяемость в газовом потоке. Пределом увеличения поверхности объема веществ, практически является такое распыление гликоля, при котором его мельчайшие

частицы превращаются в туман. Внутри распылительных ступеней происходит не только быстрый обмен веществ, но и выравнивание температур газа и гликоля.

Оптимальная температура ТЭГа на входе в абсорбер 15-30 °С. При более низких температурах увеличивается вязкость гликоля, при высоких температурах происходит увеличение упругости паров гликоля и соответственно возрастают потери.

Наибольшее разбавление осушителя происходит в первой распылительной ступени, наименьшее в последней. Путем промежуточной сепарации в каждом распылительном участке достигается максимальная разность парциальных давлений. Таким образом, достигается максимальное значение точки росы. Насыщенный раствор абсорбента осаждается на сетках, разделяющих между собой распылительные участки, и собираются во второй конденсатосборник абсорбера, который снабжен датчиками максимального и минимального уровня раствора абсорбента и через клапан за счет давления газа в абсорбере, поступает в дистилляционную колонну печи регенерации раствора абсорбента.

Параметры осушки газа зависят от давления, температуры контакта и концентрации раствора абсорбента.

Повышение давление газа очищает его влагосодержание и, следовательно, уменьшает количество абсорбента подаваемого на осушку для получения газа с заданной точкой росы. Температура процесса осушки газа – один из основных факторов определяющих технико-экономические показатели абсорбционной осушки газа. Чем ниже температура газа, при прочих равных условиях, тем меньше его равновесная влагоемкость. Следовательно, для извлечения влаги из газа требуется меньший удельный расход абсорбента. Однако допустимая температура контакта ограничена вязкостью раствора.

Наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором абсорбента вязкостью не более 100 мм²/с. При повышении вязкости раствора выше этих значений ухудшается массообменный процесс между газом и осушителем; не достигается между ними равновесия. Из абсорбера осушенный

газ поступает в дополнительный сепаратор, в котором смонтирован теплообменник, где регенерированный гликоль дополнительно охлаждается.

Межтрубное пространство (между теплообменником и внутренней поверхностью сепаратора) заполнено сеткой. Дополнительный сепаратор предназначен для сбора утечек ТЭГа, а также для конденсации ТЭГа в форме аэрозоля. Сконденсировавшийся ТЭГ поступает в конденсатосборник, снабженный датчиками максимального и минимального уровня жидкости, и затем через клапан сбрасывается в линию насыщенного раствора гликоля и подается на регенерацию.

После дополнительной сепарации осушенный газ поступает на горелки печи регенерации ТЭГа и на газовую гребенку осушенного газа, откуда распределяется потребителям: ПТБ-10/1-3 УПН-ГДР и УПН-2, котельная п. Пионерный, НПЗ, остатки сжигаются на факеле ВД.

Существенное влияние на процесс осушки газа оказывает концентрация ТЭГа в растворе, применяемого для извлечения влаги из газа. Для восстановления осушаемого свойства насыщенных абсорбентов, необходимо выделить из них влагу. Для регенерации ТЭГа, на данной установке, применен способ ректификации при атмосферном давлении. При регенерации гликолей под атмосферным давлением и при температуре низа десорбера 204° (начало разложения ТЭГа -206°C) невозможно получить раствор с концентрацией больше 98%.

Насыщенный раствор триэтиленгликоля из конденсатосборников абсорбера и дополнительного сепаратора через рекуперативный теплообменник, в расположенный в нижнем кубе печи регенерации нагреватель поступает в ректификационную колонну. Часть насыщенного ТЭГа поступает на охлаждение дефлегматора, а затем на ректификацию. В нижней части колонны находится куб регенерации ТЭГа, в верхней части дефлегматор. Колонна засыпана насадкой состоящей из колец Рашига. Подвод тепла в систему десорбции верхнем кубе регенерации, осуществляется путем сжигания газа в паровой трубе и нагреванию ТЭГа до $t^{\circ}\text{C}$ 170-195 $^{\circ}$ C.

Насыщенный раствор ТЭГа орошается на кольца Рашига. При прохождении через насадку происходит отделение влаги и конденсата от триэтиленгликоля за счет разности температур испарения. Регенерированный ТЭГ сливается в верхний куб печи регенерации, откуда по переливной трубе, поступает в нижний куб регенерации и далее на всас насосов Н -1,2.

Пары влаги и конденсата конденсируются на тарелке дефлегматора при температуре 40-90⁰С, снабжаемого датчиком температуры, откуда пар через каждые 2 часа сливается в дренажную емкость ДЕ. С влагой частично уносятся частицы ТЭГа. Расход ТЭГа –40мг на 1000 м³ попутного нефтяного газа. При пуске установке осушки газа, для быстрого поднятия температуры ТЭГа предусмотрена циркуляция триэтиленгликоля по “малому кругу” минуя абсорбер. Для заполнения кубов печи регенерации предусмотрена расходная емкость ТЭГа Е-1 V = 4,7 м³ при помощи вспомогательного насоса Н-3 [8].

1.3 Материальный баланс

1.3.1 Влагосодержания газа

В случае насыщения газа водяным паром, влагосодержание определяется по графику 1.1[2] в зависимости от температуры и давления в системе.

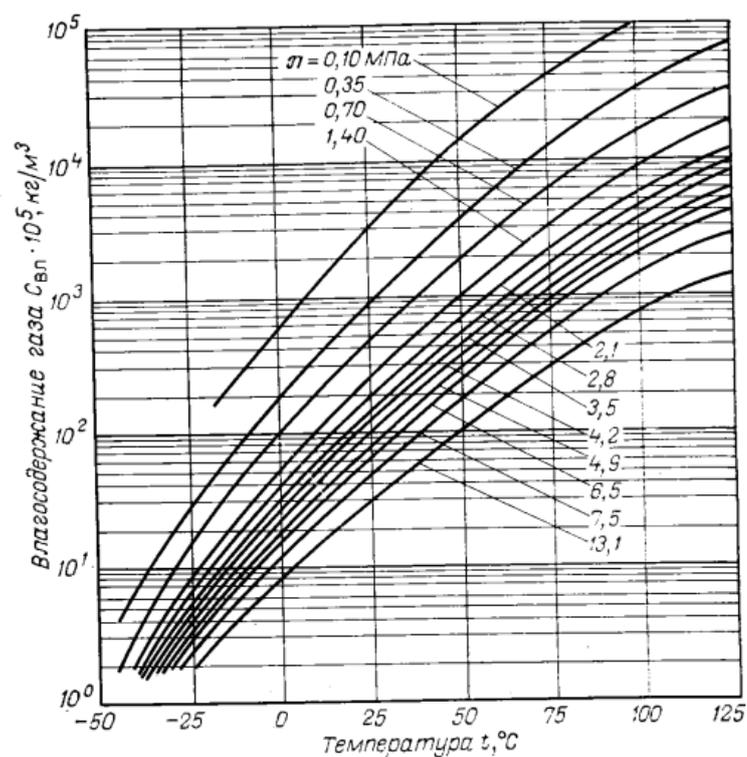


Рисунок 1.1 – Зависимость содержания водяного пара в смеси углеводородных газов от температуры и давления.

Температура контакта влажного газа (или температура, при которой следует подавать газовую смесь в аппарат) определяется в зависимости от содержания гликоля x_1 , приведенного на рисунке 1.2 [8, стр.37]; она равна $t_c=27^\circ\text{C}$.

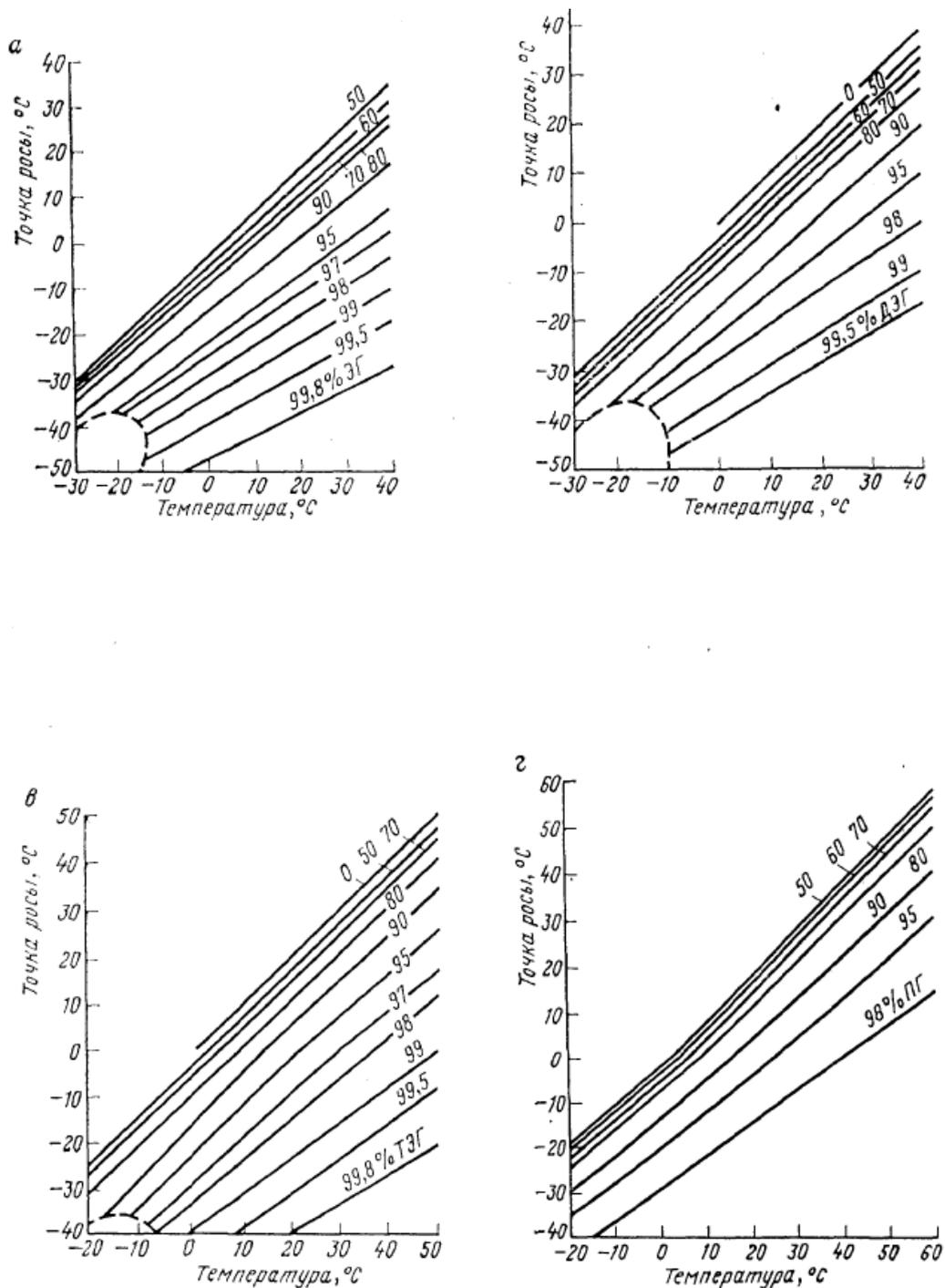


Рис 1.2 – Зависимость точки росы газа, равновесного с водными растворами ЭГа (а), ДЭГа (б), ТЭГа (в), и ПГ (г).

Как видно из графиков высококонцентрированные охлажденные растворы ЭГ и ПГ имеют очень низкую температуру замерзания.

Точка росы влажного газа до контакта с гликолем:

$$t_p' = t_p + \Delta t = -10 + 16 = 6^\circ\text{C} \quad (1),$$

где $\Delta t = 16^{\circ}\text{C}$ - понижение точки росы, определяемое в зависимости от температуры контакта [9].

Известно, что температуру нагрева гликолей при регенерации ограничена, поскольку при достижении определенного максимально допустимого значения, меньшего, чем температура кипения чистых растворов [100 % (массовая доля)], гликоли начинают разлагаться вследствие термической нестабильности. Температура разложения гликолей составляет $164,44^{\circ}\text{C}$ для ДЭГ и $206,66^{\circ}\text{C}$ для ТЭГ. Поэтому при атмосферном давлении гликоли можно регенерировать при температуре ниже температуры их разложения, что, естественно, ограничивает возможность получения высоких концентраций [для ДЭГ выше 96,7 % (массовая доля), для ТЭГ – 98,1 % (массовая доля)], необходимых для обеспечения требований по качеству подготовки газа по температуре точки росы. Для получения более высокой концентрации гликоля при температуре в испарителе ниже температуры его разложения применяют вакуум или отпарной (десорбционный) газ, который подается в емкость сбора горячего регенерируемого ДЭГ, предварительно подогреваясь в испарителе [1].

Начальное влагосодержание углеводородного газа (см. рис.1) при температуре $t_c = 27^{\circ}\text{C}$ и давлении $P_{\text{раб}} = 0,35\text{МПа}$ равно $C_n = 1000 \cdot 10^{-5} \text{ кг} / \text{м}^3$, конечная температура t_c при давлении $P_{\text{раб}} = 0,35\text{МПа}$ и C_k представлены в таблице 1.3.

Температура гликоля принимается равной $t = 27^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1.3 – Конечное влагосодержание газа и температура точки росы

Наименование абсорбента	x_l	$t_c, ^{\circ}\text{C}$	$C_k, \text{кг}/\text{м}^3$
ТЭГ	0,981	-10	80
ДЭГ	0,961	-10	130
ПГ	0,70	-7	100
ЭГ	0,97	-7	100

1.3.2 Количество раствора абсорбента

Количество свежего раствора (кг/ч), подаваемого в поглотительную абсорбционную установку, рассчитывается по формуле 2:

$$G_{\text{эл}} = G_{\text{вл.н}} \cdot \frac{x_2}{x_1 - x_2} \quad (2),$$

где $G_{\text{вл.н}}$ - количество поглощаемой влаги, кг/ч; x_1 и x_2 - концентрация абсорбента в свежем и насыщенном растворе, масс.доли. Количество поглощаемой влаги рассчитывается по формуле:

$$G_{\text{вл.н}} = (C_n - C_k) \cdot V_c \quad (3),$$

где V - объемное количество углеводородного сырья, м³/ч.

Объемное количество углеводородного сырья находят по формуле:

$$V_c = \frac{22,4 \cdot G \cdot (t_c + 273) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot z}{M_z \cdot 273 \cdot P_{\text{раб}}} \quad (4),$$

где $G = V \cdot \rho_z$ - массовый расход газа; $z=0,95$ – коэффициент сжимаемости газовой смеси.

По зарубежным данным и технико-экономическим расчетам, проведенным ДАО ЦКБН, оптимальная разность концентраций регенерированного гликоля, при которой приведенные затраты (эксплуатационные и капитальные) минимальны, равна примерно 2 – 2,5. [1].

Концентрации гликолей в насыщенном растворе приводится в таблице 1.4; правильность принятого числового значения подтверждается дальнейшим расчетом.

Объемное количество свежего раствора равно:

$$V_{\text{эл}} = \frac{G_{\text{эл}}}{\rho_{\text{ТЭГ}}} \quad (5),$$

Количество циркулирующего гликоля зависит, главным образом, от производительности установки осушки по газовому сырью, его влагосодержания и степени осушки; в промышленных системах она составляет 1 – 10 м³/ч.

Таблица 1.4 – Результаты расчета расхода раствора

Наименование абсорбента	x_1	x_2	ρ_p , кг/м ³	G , кг/ч	V_c , м ³ /ч	$G_{вл.п.}$, кг/ч	$G_{зл.}$, кг/ч	$V_{зл.}$, м ³ /ч
ТЭГ	0,981	0,96	1124	25620	5569	51,237	2342	2,084
ДЭГ	0,961	0,94	1118	25620	5569	48,452	2169	1,94
ПГ	0,70	0,67	1036	25620	5569	50,123	1119	1,081
ЭГ	0,97	0,94	1116	25620	5569	50,123	1571	1,407

1.3.3 Материальный баланс абсорбера

Уравнение материального баланса абсорбера имеет вид:

$$G_y + G_{зл} = G_o + G_{зл.н} \quad (6)$$

Его левая часть отвечает вводимым в аппарат материальным потокам (кг/ч): G_y - с увлажненным газовым сырьем; $G_{зл}$ - с раствором гликоля; правая – выводимым из аппарата материальным потокам (кг/ч): G_o - с осушенным газовым сырьем; $G_{зл.н}$ - с насыщенным раствором гликоля.

Количество увлажненного газового сырья равно:

$$G_y = G + V_c \cdot C_n = 25620 + 5904 \cdot 0,01 = 25680 \text{ кг} / \text{ч} \quad (7)$$

Количество осушенного газа составит:

$$G_o = G_y - G_{вл.п} - G_{p.y} \quad (8),$$

где $G_{p.y}$ - количество углеводородных компонентов в абсорбенте, кг/ч.

Количество углеводородных компонентов, поглощаемых абсорбентом в результате растворения, равно:

$$G_{p.y} = V_{p.y} \cdot \rho_{p.y} \cdot V_{зл} \quad (9),$$

где $V_{p.y}$ - растворимость углеводородных газов в абсорбенте, м³/ м³; $\rho_{p.y}$ - плотность растворяемой газовой смеси, кг/м³.

Оценка потерь гликолей за счет их растворимости в углеводородах представляет интерес для проектантов и эксплуатационников. Растворимость парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в диэтиленгликоле разной концентрации в интервале температур 0 – 60 °С приведены в [10]. Анализ кривых показывает, что с повышением температуры увеличивается, а с введением воды уменьшается растворимость углеводородов в диэтиленгликоле.

Растворимость природного газа в ТЭГе на 25-30% выше, чем в ДЭГе [5].

На рис.1.3. приведена растворимость газоконденсата в диэтиленгликоле и пропиленгликоле. Как видно из рисунка, растворимость газоконденсата увеличивается с повышением температуры и концентрации диэтиленгликоля.

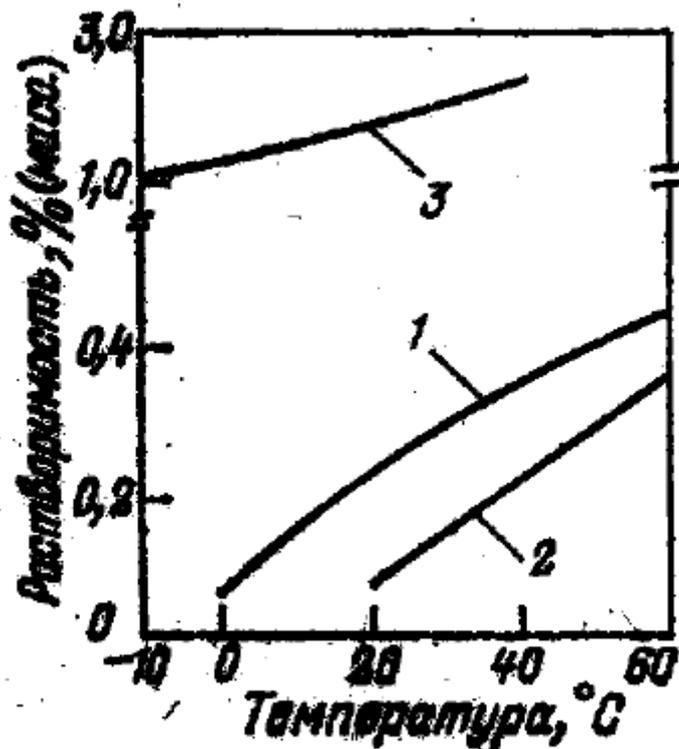


Рисунок 1.3 – Растворимость газоконденсата в гликолях при разной температуре: 1, 2 – 97 и 90 % (масс.) диэтиленгликоля соответственно; 3 – 99,5 % (масс.) пропиленгликоля.

Плотность растворяемой газовой смеси, или плотность сырья находится по формуле 10:

$$\rho_{p.y} = \frac{C_k \cdot 10^5 \cdot P_{раб} \cdot 273}{22,4 \cdot (t_c + 273) \cdot 0,1 \cdot z} \quad (10)$$

Равновесные потери гликоля при его испарении и уносе из аппарата с выводимым осушенным газом определяются по номограмме [11].

Количество теряемого гликоля находится по формуле (11):

$$g_{зл} = \Delta g \cdot \frac{V_c}{1000} \quad (11)$$

Количество осушенного газа равно:

$$G_o = G_y - G_{вл.п} - G_{p.y} + g_{зл} \quad (12)$$

Количество насыщенного раствора гликоля равно:

$$G_{зл.н} = G_{зл} + G_{вл.п} + G_{p.y} - g_{зл} \quad (13)$$

Содержание гликоля в насыщенном растворе составляет:

$$x_{2p} = x_1 \cdot \frac{G_{зл}}{G_{зл.н}} \quad (14)$$

Таблица 1.5 – Результаты расчета материального баланса абсорбера

Наименование абсорбента	G_y , кг/час	$V_{p.y.}$, м ³ /м ³	$\rho_{p.y.}$, кг/м ³	$G_{p.y.}$, кг/час	Δg , кг/1000 м ³	$g_{зл.}$, кг/час	G_o , кг/час	$G_{зл.н.}$, кг/час	x_{2p}	Δx_2
ТЭГ	25680	0,668	12,693	17,669	0,005	0,028	25610	2411	0,953	0,007
ДЭГ	25680	0,285	20,626	19,405	0,03	0,167	25610	2236	0,932	0,008
ПГ	25680	2,161	15,866	37,048	0,06	0,334	25590	1206	0,65	0,02
ЭГ	25680	0,75	15,866	16,746	0,04	0,223	25610	1637	0,931	0,009

Как видно из результатов расчета ПГ обладает большей поглотительной способностью углеводородных компонентов.

Расчеты показывают, что увеличение x_2 приведет к заметному росту количества абсорбента и, как следствие, к увеличению энергозатрат на его перекачку и регенерацию. Поэтому расхождение числовых значений Δx_2 (максимальное расхождение 0,02) следует считать допустимым и пересчетов не делать.

Меньшими потерями при капельном уносе газа и растворимостью углеводородных газов обладает триэтилэтиленгликоль при большем расходе абсорбента. Максимальными потерями обладает пропиленгликоль. Отсюда можно сделать вывод, что применение ТЭГ позволит проводить процесс осушки при наименьших потерях.

1.4 Диаметр аппарата и длина массообменной зоны

Диаметр абсорбера находим из уравнения расхода [12]:

$$d_a = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{V}{3600} \cdot \frac{(t_c + 273)}{273} \cdot \frac{0,1 \cdot 10^6}{P_{\text{раб}} \cdot 10^6}}{\pi \cdot \omega}} \quad (15)$$

где V – объемный расход газа при условиях в абсорбере, м³/с; $\omega=2,5$ – скорость газа в абсорбере, выбирается из интервала 2-5 м/с.

$$d_a = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{20830}{3600} \cdot \frac{(27 + 273)}{273} \cdot \frac{0,1 \cdot 10^6}{0,35 \cdot 10^6}}{\pi \cdot 2,5}} = 0,962 \text{ м}$$

Принимаем значение из ряда стандартных диаметров аппаратов [13].

Каждая ступень абсорбера состоит из последовательно расположенных массообменной контактной камеры и сетчатого сепаратора. Для простоты

расчета примем, что сепаратор работает со 100%-ной эффективностью, т.е. из массообменной зоны выходит сухой газ.

При заданных значениях $P_{\text{раб}}$, t_c и q можно определить длину массообменной зоны. Если на каждую ступень подается свежий абсорбент с одинаковым составным и расходом, то длина каждой ступени одинакова и определяется соотношением [6]:

$$L_e = 0,29 \cdot \frac{d_a^{\frac{5}{7}} \cdot (10^{-3})^{\frac{2}{7}} \cdot \rho_{p,y}^{\frac{3}{7}} \cdot \rho_p^{\frac{2}{7}}}{q \cdot \omega^{\frac{4}{7}}} \quad (16)$$

где $q = \frac{G_{\text{эл}}}{V_c} = \frac{5154}{5904} = 0,873$ - удельный массовый расход абсорбента при

рабочих условиях, 1 кг абсорбента/1 м³ газа [4].

$$L_e = 0,29 \cdot \frac{17^{\frac{5}{7}} \cdot (10^{-3})^{\frac{2}{7}} \cdot 14,967^{\frac{3}{7}} \cdot 1124^{\frac{2}{7}}}{0,873 \cdot 2,5^{\frac{4}{7}}} = 0,649 \text{ м}$$

Примем длину массообменной зоны $L_e = 0,65 \text{ м}$.

1.5 Определение числа массообменных зон

Массовая доля i -го компонента углеводорода в гликоле, находится из предположения об одновременном растворении углеводородов пропорционально их коэффициентам диффузии в растворителе.

Коэффициенты диффузии углеводородов в абсорбенте при температуре 27 °С рассчитываются по приближенной формуле [8]:

$$D_t = D_{20} \cdot [1 + b \cdot (t_c - 20)] \quad (17)$$

где D_{20} - коэффициент диффузии углеводорода в абсорбенте при температуре 20 °С, м²/с; b - коэффициент, учитывающий влияние температуры на диффузию вещества. Коэффициент D_{20} рассчитывается по формуле:

$$D_{20} = \frac{1 \cdot 10^{-6}}{A \cdot B \cdot \sqrt{\mu} \cdot \left(V_{A_i}^{\frac{1}{3}} + V_{B_i}^{\frac{1}{3}} \right)^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_B}} \quad (18)$$

где А и В – коэффициенты, зависящие от свойств растворенного вещества и растворителя (для газов А=1; для гликоля В=2); $\mu = 25 \text{ МПа} \cdot \text{с}$ - динамический коэффициент вязкости; V_A и V_B - мольные объемы растворенного вещества и абсорбента; M_A и M_B - мольные массы газа и гликоля.

Мольные объемы углеводородов и гликоля, определяемые как сумма атомных объемов элементов, входящих в состав газа и гликоля, рассчитываются по данным [12], результаты приведены в табл.1.4: там же даны числовые значения коэффициентов диффузии газов при температуре 27 °С.

Таблица 1.6 – Мольные масса и объем гликоля

Компонент	Мольная масса M_i	Мольный объем V_i	Коэффициент диффузии $D_{20} \cdot 10^{10}, \text{ м}^2 / \text{с}$	Коэффициент диффузии $D_i \cdot 10^{10}, \text{ м}^2 / \text{с}$	$x_i = \frac{D_i}{\sum D_i}$, масс.доли
Метан (СН ₄)	16	29,6	3,441	5,758	0,384
Этан (С ₂ Н ₆)	30	51,8	2,275	3,806	0,254
Пропан(С ₃ Н ₈)	44	74,8	1,763	2,949	0,197
Бутан(С ₄ Н ₁₀)	58	96,2	1,477	2,472	0,165
Σ	–	–	–	14,986	1,000

Таблица 1.7 – Расчет состава углеводородов, растворенных в гликоле

Наименование абсорбента	Мольная масса M_B , г/моль	Мольный объем V_B , см ³ /моль
ТЭГ	150,18	180,2
ДЭГ	106,12	122,9
ПГ	76,09	91,4
ЭГ	62,07	69,8

Таблица 1.8 – Расчет средней мольной массы насыщенного раствора гликоля

Компонент	Мольная масса M_i	Количество		Содержание		$M_i \cdot x'_i$
		g_i , кг, ч	$n_i = \frac{g_i}{M_i}$, кмоль/ч	$x_i = \frac{g_i}{\sum g_i}$, масс. доли	$x'_{Hi} = \frac{n_i}{\sum n_i}$, мольн. доли	
ТЭГ	150,18	2342	15,596	0,971	0,815	122,336
ДЭГ	106,12	2169	20,436	0,97	0,855	90,744
ПГ	76,09	1119	14,707	0,928	0,776	59,027
ЭГ	62,07	1570	25,299	0,959	0,88	56,954
H ₂ O	18	53,134	2,952	0,009958	0,07	1,253
CH ₄	16	49,447	3,09	0,009267	0,073	1,166
C ₂ H ₆	30	32,685	1,09	0,006126	0,026	0,771
C ₃ H ₈	44	25,326	0,576	0,004746	0,014	0,597
C ₄ H ₁₀	58	21,224	0,366	0,003978	0,008632	0,501
Σ	–	5336	45,392	1,0000	1,0000	125,868

При проектировании промышленных процессов осушки принято графическое определение числа теоретических контактных зон.

Координаты крайних точек оперативной линии рассчитываются по формулам, приведенным ниже. Результаты расчета приведены в таблицу 1.9

На входе раствора и выходе осушенного газа:

$$x'_1 = \frac{1 - x_1}{x_1} \cdot \frac{M_{зл}}{M_g} - \text{кмоль воды на один кмоль абсорбента при его вводе в}$$

аппарат;

$$y'_2 = \frac{22,4 \cdot C_k}{M_g} - \text{кмоль воды на один кмоль газа на его выводе из аппарата.}$$

На выходе раствора и входе газа:

$$x'_2 = \frac{1 - x_{2p}}{x_{2p}} \cdot \frac{M_{зл.н}}{M_g} - \text{кмоль воды на один кмоль абсорбента при его выводе}$$

из аппарата;

$$y'_1 = \frac{22,4 \cdot C_n}{M_g} - \text{кмоль воды на один кмоль газа при его вводе в аппарат.}$$

Таблица 1.9 – Координаты крайних точек оперативной линии

Наименование абсорбента	x' , кмоль воды на один кмоль абсорбента при его вводе в аппарат	y'_2 , кмоль воды на один кмоль газа на его выводе из аппарата	x'_2 , кмоль воды на один кмоль газа на его выводе из аппарата	y'_1 , кмоль воды на один кмоль газа при его вводе в аппарат

ТЭГ	0,162	0,0009956	0,345	0,012
ДЭГ	0,239	0,001618	0,38	0,012
ПГ	0,318	0,001244	0,777	0,012
ЭГ	0,107	0,001244	0,236	0,012

Оперативная линия AB , построенная по координатам $A(x'_1, y'_2)$ и $D(x'_2, y'_1)$, показана на рис.1.5.

Расчет координат линии равновесия дан в табл.1.10; при этом задан ряд числовых значений концентрации воды в растворе x_i (масс.доли). Используя диаграммы [5, 14, 15] определены числовые значения парциальных давлений воды в растворе абсорбента.

Мольная концентрация воды в растворе рассчитывается по формуле:

$$x'_i = M_{cpi} \cdot \frac{x_i}{M_e} \quad (19)$$

где M_{cpi} - средняя мольная масса раствора абсорбента.

Числовые значения средней мольной массы растворов абсорбента рассчитаны по формуле:

$$M_{cpi} = \frac{1}{\frac{x_i}{M_e} + \frac{1-x_i}{M_{2l}}} \quad (20)$$

и представлены в табл.1.10

Кривая равновесия CD изображена на рис.1.4.

Таблица 1.10 – Расчет координат равновесия

Наименование абсорбента	Концентрация воды в растворе x_i , масс.доли	Мольная масса раствора M_{cpi}	Давление водяных паров в растворе P_i , Па	Мольная концентрация воды в растворе $x'_i = M_{cpi} \cdot \frac{x_i}{M_e}$, кмоль/кмоль	Равновесная мольная концентрация водяных паров в газе $y'_i = \frac{P_i}{P_{раб}}$, кмоль/кмоль
ТЭГ	0,02	130,948	350	0,145	0,001

	0,03	123,068	530	0,205	0,001514
	0,05	109,848	900	0,305	0,002571
	0,1	86,592	1850	0,481	0,005286
	0,15	71,463	2300	0,596	0,006571
ДЭГ	0,02	96,656	350	0,107	0,001
	0,03	92,53	500	0,154	0,001429
	0,05	85,252	930	0,237	0,002657
	0,1	71,243	1750	0,396	0,005
	0,2	53,62	2660	0,596	0,0076
ПГ	0,02	71,477	200	0,079	0,0005714
	0,05	65,518	670	0,182	0,001914
	0,1	57,525	1330	0,32	0,0038
	0,2	46,243	2130	0,514	0,006086
	0,3	38,66	2530	0,644	0,007229
ЭГ	0,01	60,587	200	0,034	0,0005714
	0,03	57,823	400	0,096	0,001143
	0,05	55,3	670	0,154	0,001914
	0,1	49,862	1130	0,277	0,003229
	0,2	41,667	2000	0,463	0,005713

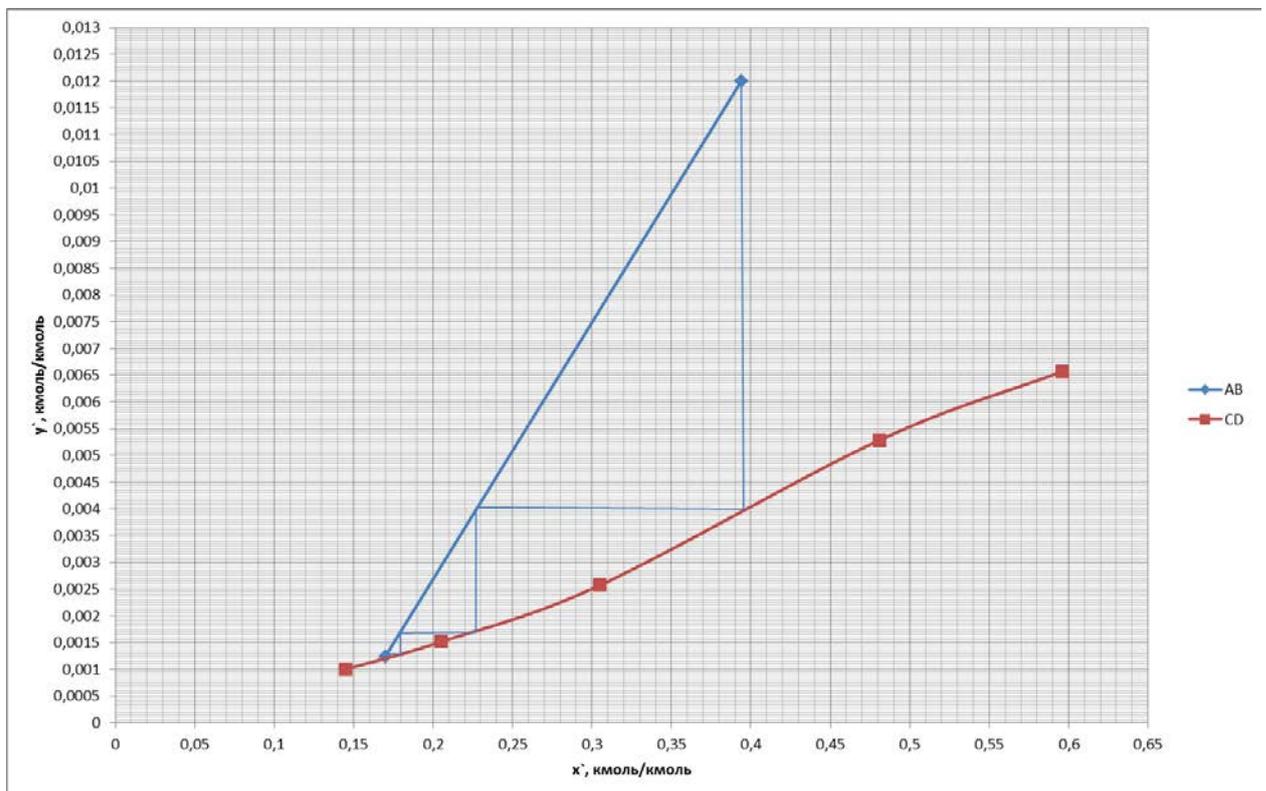


Рисунок 1.4 – График для определения числа теоретических контактных зон в абсорбере

Построением ступенчатой линии от точки входа газа в аппарат и выхода раствора из аппарата (точка В) до точки выхода газа и входа раствора (точка А) определяется (с некоторым запасом) число теоретических контактных зон.

$N_T = 2,5$ - число теоретических массообменных зон.

Степень извлечения воды из газа:

$$\eta = 1 - \frac{y'_2}{y'_1} \quad (21)$$

Действительное число контактных массообменных зон:

$$N = \frac{N_T}{\eta} \quad (22)$$

Таблица 1.11 – Степень извлечения и действительное число массообменных зон

Наименование абсорбента	η	N
ТЭГ	0,92	2,717
ДЭГ	0,9	2,874
ПГ	0,87	2,778
ЭГ	0,87	2,778

Округляем в сторону большего значения $N = 3$.

1.6 Расчет сепарационного элемента

Сетчатые каплеуловительные насадки изготавливают из рукавной вязаной сетки и размещают в вертикальных и горизонтальных сепараторах в поперечном сечении аппаратов.

Внутренняя структура сетчатой насадки характеризуется хаотичным расположением ячеек по толщине насадки. Ее можно рассматривать как высокопроницаемую пористую среду.

Сетчатые насадки характеризуются критической скоростью или расходом, при превышении которого начинается вторичный унос капель. Механизм уноса зависит от ориентации насадки относительно направления силы тяжести.

Для определения критической скорости горизонтальной сетчатой насадки используют следующую формулу [4]:

$$W_{кр} = C_t \cdot C_e \cdot K \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot g^2 \cdot (\rho_{ТЭГ} - \rho_{Г})}{\rho_{Г}}} \quad (23)$$

где $C_t = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры газа на критическую скорость;

$K = 0,65$ – коэффициент устойчивости режимов течения газожидкостной смеси;

$C_e = 1,02$ – коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости на критическую скорость газа;

$\sigma = 45 \cdot 10^{-3}$ – поверхностное натяжение на границе раздела между газом и жидкостью, Н/м;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с².

Тогда

$$W_{кр} = C_t \cdot C_e \cdot K \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot g^2 \cdot (\rho_{ТЭГ} - \rho_{Г})}{\rho_{Г}}} = 1 \cdot 0,65 \cdot 1,02 \cdot \sqrt[4]{\frac{45 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81 \cdot (1124 - 1,23)}{1,23}} = 5,263 \text{ м/с}$$

Скорость газа в абсорбере меньше критической скорости.

Площадь сетчатой насадки в сечении перпендикулярном направлению потока находится по формуле:

$$F_h = \frac{q_z}{W_{кр}} = \frac{1,64}{5,263} = 0,312 \text{ м}^2$$

Толщина сетчатой насадки при диаметре аппарата 1 м будет равна:

$$h = \frac{F_h}{d_a} = \frac{0,312}{1} = 0,312 м \quad (25)$$

Принимаем толщину сетчатой насадки равной $h = 0,3 м$.

Ширина сетчатой насадки находится по формуле:

$$b = \sqrt{d_a^2 - h^2} = 0,954 м.$$

Площадь, через которую проходит газ, найдем из уравнения объемного расхода газа по формуле:

$$F = \frac{q_c}{\omega} = \frac{1,64}{2,5} = 0,656 м^2 \quad (26)$$

Длина сетчатой насадки:

$$l_n = \frac{F}{b} = \frac{0,656}{0,954} = 0,688 м \quad (27)$$

Длину сетчатой насадки принимаем $l_n = 0,7 м$.

В качестве сепарационного элемента используем рукав сетчатый РС (рис.1.5). Рукава сетчатые являются комплектующим изделием для сетчатых отбойников технологических аппаратов. Принимаем РС -12Х18Н10Т ТУ 26-02-354-85.

Объемная масса насадок – 200-250 кг/м³.

Насадка может быть цельной или секционной. В секции сетка-рукав укладывается слоями поочередно вдоль и поперек. Площадь элементов каркаса сетчатой насадки должна составлять не более 5% от ее общей площади.

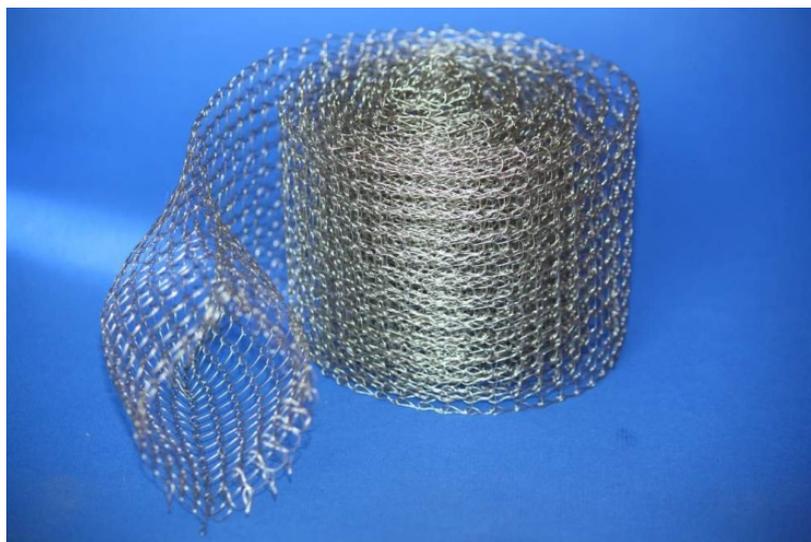


Рисунок 1.5 – Рукав сетчатый РС

1.7 Определение размеров конденсаторборника, диаметра патрубков

1.7.1 Конденсаторборник для насыщенного гликоля

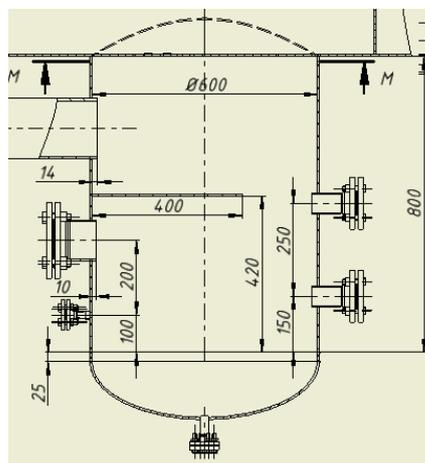


Рисунок 1.6 – Схема конденсаторборника для гликоля

Насыщенный гликоль осаждается на стенках, разделяющих между собой распылительные участки, и собирается в конденсаторборник абсорбера, который снабжен датчиком максимального и минимального уровня, датчиками

сигнализации уровня, и через клапан за счет давления газа в абсорбере поступают в печь регенерации гликоля.

Размеры конденсатороборника примем конструктивно:

$d_k = 0,6\text{ м}$ - внутренний диаметр конденсатороборника;

$h_k = 0,8\text{ м}$ - длина цилиндрической части конденсатороборника.

Диаметр сливного патрубка определяется по формуле:

$$d_{cl} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{gl.n}}{\pi \cdot \omega_{cl}}} \quad (28)$$

где $\omega_{cl} = 0,25$ - скорость насыщенного раствора;

$$d_{cl} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{gl.n}}{\pi \cdot \omega_{cl}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,319 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 0,25}} = 0,082\text{ м}$$

Диаметр патрубка округляется до ближайшего большего значения из ряда стандартных диаметров $d_{cl} = 0,1\text{ м}$.

1.7.2 Конденсатороборник для жидкости

Размеры конденсатороборника для жидкости примем аналогично размерам конденсатороборника для насыщенного триэтиленгликоля. Конденсатороборник, в отличие от конденсатороборника для насыщенного абсорбента, работает периодически. По мере заполнения емкости жидкость откачивается насосом в дренажную емкость.

Объем конденсатороборника:

$$V_k = \pi \cdot \left(\frac{d_k}{2}\right)^2 \cdot h_k = 0,226\text{ м}^3 \quad (29)$$

Объем жидкости к конденсатороборнике при времени заполнения 1 час:

$$V_{жс} = \frac{C_n \cdot V_c}{\rho_{жс}} \quad (30)$$

где $\rho_{жс} = 995$ - плотность жидкости, кг/м³.

$$V_{жс} = \frac{C_n \cdot V_c}{\rho_{жс}} = \frac{0,01 \cdot 5904}{995} = 0,059 м^3$$

Время заполнения конденсатосборника:

$$\frac{V_{к}}{V_{жс}} = 3,812 ч$$

1.7.3 Определение диаметра патрубка ввода газа

Диаметр патрубка ввода газа определяется по формуле:

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{V_c}{3600}}{\pi \cdot \omega_2}} \quad (31)$$

где $\omega_2 = 20$ - скорость газового потока, м/с.

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{V_c}{3600}}{\pi \cdot \omega_2}} = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{5904}{3600}}{\pi \cdot 20}} = 0,323 м$$

Согласно стандартным диаметрам примем $d_2 = 0,35 м$.

1.8 Результаты исследования

1.8.1 Техничко – экономическое обоснование выбора абсорбента

Установка осушки газа круглосуточно работает в период пониженной температуры атмосферного воздуха, когда возможно охлаждение газа ниже точки росы. Учитывая северное месторасположение установки, период работы

составляет 8 месяцев (октябрь – май). Средний период работы установки представлен в таблице 1.12 и составляет 5560 часов.

При анализе рынка гликолей общедоступным и самым дешевым оказался этиленгликоль и пропиленгликоль при цене 95 рублей за кг гликоля высшего сорта. Количество предложений триэтиленгликоля ограничено, т.к. его востребованность на российском рынке не велика.

Для определения общих затрат необходимо определить рабочий объем гликоля. Гликоль непрерывно циркулирует по замкнутой системе через верхний и нижний кубы регенерации гликоля, конденсатосборники блока абсорбции блока дополнительной сепарации, емкость хранения гликоля, трубопровод перекачки гликоля. Общий рабочий объем требуемого гликоля составил 13 м³. С учетом плотности раствора количество рабочего гликоля представлено в таблице 1.12.

Расчеты стоимости потерь различных гликолей приведены в таблицу 1.12.

Для определения эффективности введем понятие удельный коэффициент K , который показывает отношение потерь гликоля к общему рабочему объему.

Таблица 1.12 – Определение стоимости потерь гликолей

Наименование абсорбента	Цена, р/кг	Рабочий объем гликоля, кг	Стоимость рабочего объема, тыс.руб.	Период работы УОГ, часов	Кол-во теряемого абсорбента, кг/ч	Кол-во теряемого абсорбента за период, кг	Стоимость потерь, руб.	Общая стоимость затрат, тыс. руб.	Удельный коэффициент K , кг/кг.
1	2	3	4=2*3	5	6	7=5*6	8=2*7	9=4+8	10=6/3
Триэтиленгликоль	450	14612	6575,4	5760	0,028	161,28	72,576	6647,976	0,011037503
Диэтиленгликоль	205	14534	2979,47	5760	0,167	961,92	197,1936	3176,6636	0,06618412

Пропиленглик оль	95	13468	1279,46	5760	0,334	1923,84	182,764 8	1462,22 48	0,1428452 63
Этиленгликол ь	95	14508	1378,26	5760	0,223	1284,48	122,025 6	1500,28 56	0,0885359 8

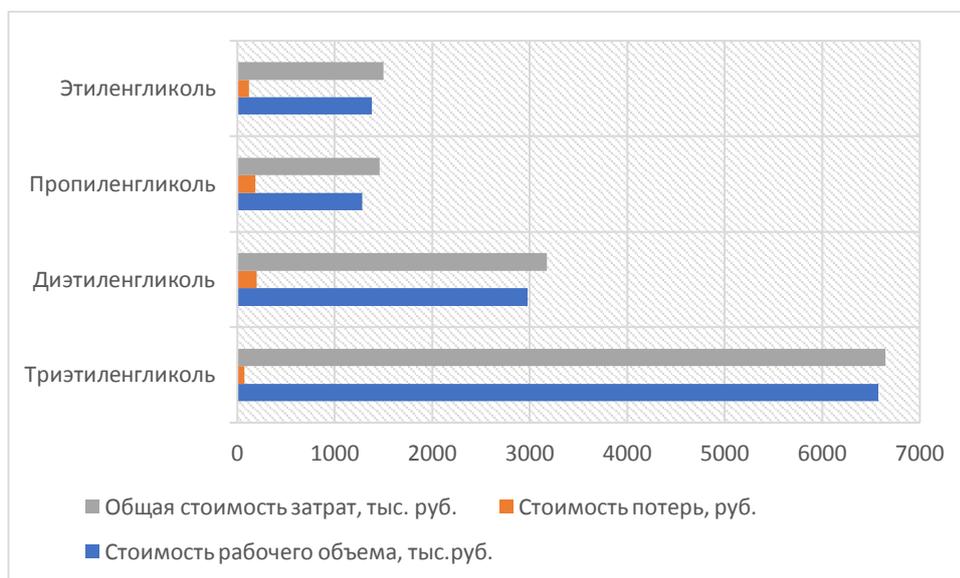


Рисунок 1.7 – График затрат

Исходя из рисунка 1.7 применение триэтиленгликоля экономически не эффективно, несмотря на низкую стоимость потерь, его физико-химические свойства, расход, степень извлечения и высокий удельный коэффициент K . Для сокращения затрат необходимо найти поставщика, который сможет предложить более низкую стоимость триэтиленгликоли марки А.

Диэтиленгликоль, несмотря на его общую стоимость, может стать заменой, т.к. обладает схожими свойствами с ТЭГ.

Пропиленгликоль и этиленгликоль обладают высоким удельным коэффициентом, также применение данных гликолей определяет ряд условий. Для уменьшения упругости паров ПГ и ЭГ растворы необходимо подавать охлажденными.

1.9 Определение диаметра и фильтра предварительного сепаратора

Диаметр абсорбера находим из уравнения расхода (15):

$$d_a = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{V}{3600} \cdot \frac{(t_c + 273)}{273} \cdot \frac{0,1 \cdot 10^6}{P_{раб} \cdot 10^6}}{\pi \cdot \omega}}$$

где V – объемный расход газа при рабочих условиях в сепараторе, м³/с;
 $\omega=2,5$ – скорость газа в абсорбере, выбирается из интервала 2-5 м/с.

$$d_a = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{20830}{3600} \cdot \frac{(27 + 273)}{273} \cdot \frac{0,1 \cdot 10^6}{0,35 \cdot 10^6}}{\pi \cdot 2,5}} = 0,962 м$$

Принимаем значение из ряда стандартных диаметров аппаратов [13].

Сетчатые каплеуловительные насадки изготавливают из рукавной вязаной сетки и размещают в вертикальных и горизонтальных сепараторах в поперечном сечении аппаратов.

Внутренняя структура сетчатой насадки характеризуется хаотичным расположением ячеек по толщине насадки. Ее можно рассматривать как высокопроницаемую пористую среду.

Сетчатые насадки характеризуются критической скоростью или расходом, при превышении которого начинается вторичный унос капель. Механизм уноса зависит от ориентации насадки относительно направления силы тяжести.

Для определения критической скорости горизонтальной сетчатой насадки используют следующую формулу [4]:

$$W_{кр} = C_t \cdot C_e \cdot K \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot g^2 \cdot (\rho_{тэГ} - \rho_{Г})}{\rho_{Г}}} \quad (23)$$

где $C_t = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры газа на критическую скорость;

$K = 0,65$ – коэффициент устойчивости режимов течения газожидкостной смеси;

$C_e = 1,02$ – коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости на критическую скорость газа;

$\sigma = 45 \cdot 10^{-3}$ – поверхностное натяжение на границе раздела между газом и жидкостью, Н/м;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с².

Тогда

$$W_{кр} = C_t \cdot C_e \cdot K \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot g^2 \cdot (\rho_{тэГ} - \rho_{Г})}{\rho_{Г}}} = 1 \cdot 0,65 \cdot 1,02 \cdot \sqrt[4]{\frac{45 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81 \cdot (1124 - 1,23)}{1,23}} = 5,263 \text{ м/с}$$

Скорость газа в абсорбере меньше критической скорости.

Площадь сетчатой насадки в сечении перпендикулярном направлению потока находится по формуле:

$$F_h = \frac{q_e}{\omega} = \frac{1,64}{2,5} = 0,619 \text{ м}^2 \quad (27)$$

Длину сетчатой насадки принимаем $l_n = 1 \text{ м}$.

В качестве сепарационного элемента используем рукав сетчатый РС (рис.1.5). Рукава сетчатые являются комплектующим изделием для сетчатых отбойников технологических аппаратов. Принимаем РС -12Х18Н10Т ТУ 26-02-354-85.

Объемная масса насадок – 200-250 кг/м³

2 КОНСТРУКТИВНО-МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Конструктивно – механический расчет проводится с целью определения размеров конструктивных элементов аппарата, а также их прочностной расчет. Прямоточный многоступенчатый абсорбер и предварительный сепаратор представляют собой сосуды, работающие под давлением. Поэтому требования, а также методика расчета, предъявляемые к ним, одинаковы.

Конструктивно-механический расчет предварительного сепаратора проводится по аналогичной методике расчета абсорбера, за исключением особенностей конструкции.

2.1 Определение расчетных параметров

Исходные данные:

$P_{рас}=0,35$ – расчетное давление, МПа

$D_{вн}=1000$ – внутренний диаметр, мм

$t_{рас}=27$ – расчетная температура, °С

$\varphi=0,9$ – прочность сварного шва

$c=2$ суммарная прибавка, мм

$\rho=1000$ – плотность воды, кг/м³

Для определения допускаемых напряжений и модуля упругости используем ГОСТ Р 52857.1 – 2007.

Материал стали 09Г2С

$$t := (20 \ 100)^T$$

$$\sigma_d := (196 \ 177)^T$$

$$\sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma_d, t_{ГЭГ}), 0.5) = 194 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение при гидравлических испытаниях определяется по пределу текучести для выбранной стали при $t=20^{\circ}\text{C}$ взятому из ГОСТ Р 52857.1 – 2007 [16]:

$R_{e20} := 300 \text{ МПа}$ Расчетное значение предела текучести

$n_T := 1.1$ Коэффициент запаса прочности

$$\sigma_{И} := \text{Floor}\left(\frac{R_{e20}}{n_T}, 0.5\right) \quad \sigma_{И} = 272.5 \quad \text{МПа}$$

Пробное давление при гидравлическом испытании

$$P_{И} := 1.25 \cdot P_{рас} \cdot \frac{\sigma_{И}}{\sigma} = 0.615 \quad \text{МПа}$$

2.2 Расчет на прочность корпуса аппарата

2.2.1 Расчет цилиндрической обечайки

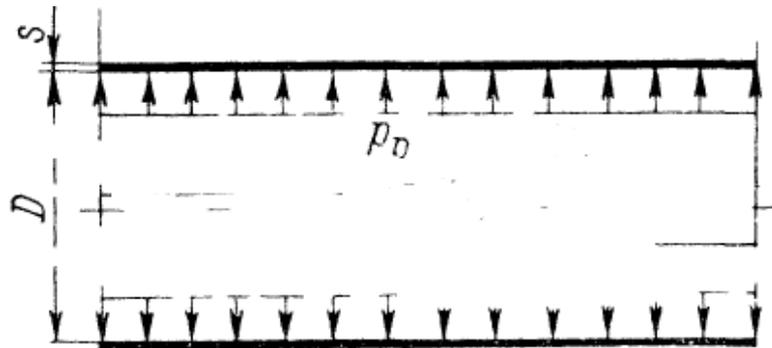


Рисунок 2.1 – Расчетная схема цилиндрической обечайки

Расчет толщины обечайки абсорбера. Материал обечайки и днищ выберем сталь 09Г2С (ГОСТ 5520-62). Данная сталь характеризуется высокой коррозионной и морозостойкостью.

Расчет толщины обечайки проводят в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007.

Расчетная толщина стенки определяется по формуле:

$$S_o = \frac{D \cdot p}{2\sigma_o \varphi - p} \quad (32)$$

S - расчетная толщина, м;

P - расчетное избыточное давление, Па;
 D - внутренний диаметр аппарата, м;
 $[\sigma]$ - допускаемое напряжение на растяжение материала аппарата,
 Па;

φ - коэффициент прочности продольного сварного шва;
 Допускаемое напряжение $[\sigma]$ при расчетной температуре:

$$[\sigma] = 194 \text{ МПа.}$$

Учитывая, что продольные и поперечные швы обечаек стальных аппаратов должны быть только стыковыми и, предполагая двухстороннюю сварку, выполненную автоматически, принимаем $\varphi = 0,9$.

Величину прибавки на коррозию принимаем равной 2 мм.

Так же аппарат проверяют на прочность при гидравлических испытаниях.

Испытание проводят при температуре 20 °С, полностью заполняя аппарат водой.

Допускаемое напряжение при гидравлическом испытании определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{И}} := \text{Floor} \left(\frac{R_{e20}}{n_T}, 0.5 \right) \quad (33),$$

где $R_{e20} = 300 \text{ МПа}$ - расчетное значение предела текучести

$n_T = 1,1$ - коэффициент запаса прочности

$$\sigma_u = 272,5 \text{ МПа.}$$

Пробное давление при гидроиспытании определяется по формуле:

$$P_{\text{И}} := 1,25 \cdot P_{\text{рас}} \cdot \frac{\sigma_{\text{И}}}{\sigma} = 0,615 \quad \text{МПа} \quad (34)$$

Расчетная толщина стенки обечайки абсорбера равна:

$$s_p := \max \left(\frac{P_{\text{рас}} \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot \varphi_p - P_{\text{рас}}}, \frac{P_{\text{И}} \cdot D}{2 \cdot \sigma_{\text{И}} \cdot \varphi_p - P_{\text{И}}} \right) = 1,254 \times 10^{-3} \quad \text{м} \quad (35)$$

Рекомендуемая минимальная толщина (без прибавок на коррозию) стенки цилиндрической обечайки для диаметра 1 м равна 4 мм [13, стр.410].

Исполнительная толщина цилиндрической обечайки абсорбера равна

$$s_{об} := \text{ceil}(s_p \cdot 10^3 + c) = 6 \quad \text{мм} \quad (36).$$

Исполнительная толщина цилиндрической обечайки конденсатосборника равна:

$$s_{оба} := \text{ceil}(s_{pk} \cdot 10^3 + c) = 3 \quad \text{мм} \quad (37)$$

Примем толщину цилиндрической обечайки конденсатосборника равной толщине обечайки абсорбера для обеспечения несущей способности, т.к. обечайка конденсатосборника является сопряженным элементом опорной лапы.

Допускаемое внутреннее избыточное давление вычисляют по формуле:

$$P_{доп} := \frac{2 \cdot \sigma \cdot \varphi_p \cdot (s_{об} - c) \cdot 10^{-3}}{D + (s_{об} - c) \cdot 10^{-3}} = 1.391 \quad \text{МПа} \quad (38).$$

Проверка условия применимости расчетных формул:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if} \\ \text{"Условие НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad \left| \begin{array}{l} \frac{(s_{оба} - c) \cdot 10^{-3}}{d_k} \leq 0.1 \\ \frac{(s_{об} - c) \cdot 10^{-3}}{D} \leq 0.1 \end{array} \right. \quad (39).$$

Us1 = "Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

2.2.2 Расчет эллиптических днищ

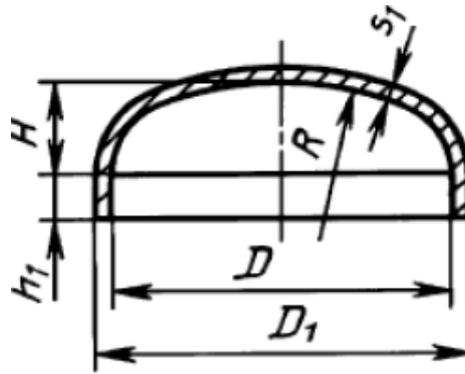


Рисунок 2.1 – Расчетная схема эллиптического днища

Расчетная толщина днища абсорбера определяется по формуле:

$$s_{1p} := \max\left(\frac{P_{рас} \cdot R}{2 \cdot \varphi_p \cdot \sigma - 0.5 \cdot P_{рас}}, \frac{P_{II} \cdot R}{2 \cdot \sigma_{II} \cdot \varphi_p - 0.5 \cdot P_{II}}\right) = 1.254 \times 10^{-3} \text{ м} \quad (40)$$

где $R = D$ - радиус кривизны в вершине эллиптического днища абсорбера.

Исполнительная толщина эллиптического днища абсорбера:

$$s_1 := \text{ceil}(s_{1p} \cdot 10^3 + c) = 4 \text{ мм} \quad (41)$$

Исполнительная толщина эллиптического днища конденсатосборника:

$$s_{1к} := \text{ceil}(s_{1pk} \cdot 10^3 + c) = 3 \text{ мм} \quad (42)$$

Примем толщину эллиптического днища равной толщине днище абсорбера, т.к. минимальная толщина днища равна 4 мм [13].

Проверка применимости формул для эллиптических днищ:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \left| \begin{array}{l} 0.002 \leq \frac{(s_1 - c) \cdot 10^{-3}}{D} \leq 0.1 \wedge 0.2 \leq \frac{H}{D} \leq 0.5 \\ 0.002 \leq \frac{(s_{1к} - c) \cdot 10^{-3}}{d_k} \leq 0.1 \wedge 0.2 \leq \frac{h}{d_k} \leq 0.5 \end{array} \right. \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (43)$$

Us1 = "Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

2.3 Укрепление отверстий в обечайке и днищах

Ведем расчет согласно ГОСТ Р 52857.3 – 2007 .

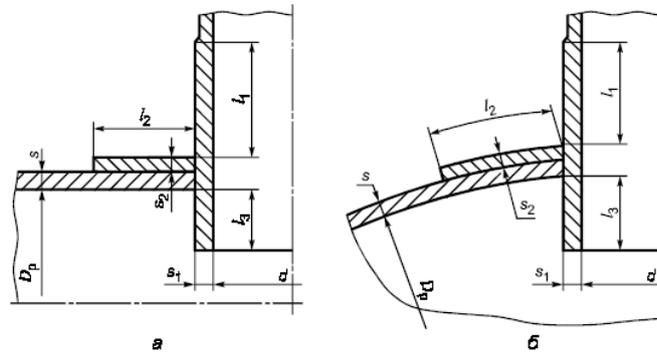


Рисунок 2.2 – Основная расчетная схема укрепления отверстия при наличии проходящего штуцера

Условные обозначения:

h – высота стандартного эллиптического днища;

x – расстояние от центра укрепления отверстия до оси оболочки;

d – диаметр отверстия;

l_1, l_3 – длины внешней и внутренней частей штуцера;

l_2 – исполнительная ширина накладного кольца;

s_1 – толщина стенки штуцера;

s_2 – исполнительная толщина накладного кольца.

Рассчитаем необходимость укрепления отверстия ряда смежных отверстий в цилиндрической обечайке.

Тип оболочки:

N :=

Цилиндрической обечайки абсорбера
Эллиптических днищ

Тип := $\begin{cases} \text{"Цилиндрическая обечайка абсорбера"} & \text{if } N = 1 \\ \text{"Эллиптическое днище"} & \text{otherwise} \end{cases}$

Тип = "Цилиндрическая обечайка абсорбера"

Согласно выбранной оболочки находим диаметры укрепляемых элементов по формулам:

$$D_p := \begin{cases} D_p \leftarrow D & \text{if } N = 1 \\ D_p \leftarrow \frac{D^2}{2 \cdot H} \cdot \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{(D^2 - 4 \cdot H^2)}{D^4} \cdot x^2} & \text{if } N = 2 \end{cases} \quad (44)$$

$$D_p = 1 \quad \text{м}$$

Определяем расчетный диаметр отверстия в стенке оболочки:

$$d_p := \begin{cases} d_p \leftarrow d + 2 \cdot c \cdot 10^{-3} & \text{if } N = 1 \\ d_p \leftarrow \frac{d_{\text{газа}} + 2 \cdot c \cdot 10^{-3}}{\sqrt{1 - \left(\frac{2 \cdot x}{D_p}\right)^2}} & \text{if } N = 2 \end{cases} \quad (46)$$

$$d_p = 0.034 \quad \text{м}$$

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий:

$$\text{Условие} := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \left[\frac{(d_p - 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}}{D} > 1 \right] \text{ if } N = 1 \\ & \left[\frac{(d_p - 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.6 \right] \text{ if } N = 2 \\ \text{"Отношение толщины стенки или днища к диаметру НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \left[\frac{(s_1 - c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.1 \right] \text{ if } N = 1 \\ & \left[\frac{(s_1 - c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.1 \right] \text{ if } N = 2 \\ \text{"Применения формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие = "Применения формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

Расчетные толщины стенок укрепляемых элементов определяем в соответствии с ГОСТ Р 52857.3 – 2007, [19]:

$$s_p := \begin{cases} s_p \leftarrow \frac{P_{\text{н}} \cdot D_p}{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot \varphi_p - P_{\text{н}}} & \text{if } N = 1 \end{cases} \quad (48)$$

$$s_p \leftarrow \frac{P_{\text{н}} \cdot D_p}{4 \cdot \varphi_p \cdot \sigma_{\text{н}} - P_{\text{н}}} \quad \text{if } N = 2 \quad (49)$$

$$s_p = 1.254 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Расчетная толщина стенки штуцера определяется по формуле:

$$s_{1p,шт} := \frac{P_{\text{рас}} \cdot (d_{\text{газа}} + 2 \cdot c \cdot 10^{-3})}{2 \cdot \sigma \cdot \varphi_p - P_{\text{рас}}} \quad (50)$$

$$s_{1p,шт} = 3.552 \times 10^{-4} \text{ м}$$

Находим расчетные длины внутренней и наружной частей штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, соответственно:

$$l_{1p} := \min \left[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d_{газа} + 2 \cdot c \cdot 10^{-3}) \cdot (s_{газа} - c \cdot 10^{-3})} \right] \quad (51)$$

$$l_{1p} = 0.067 \quad \text{м}$$

$$l_{3p} := \min \left[l_3, 0.5 \cdot \sqrt{(d_{газа} + 2 \cdot c \cdot 10^{-3}) \cdot (s_{газа} - c \cdot 10^{-3})} \right] \quad (52)$$

$$l_{3p} = 0.027 \quad \text{м}$$

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайках и днищах:

$$L_o := \sqrt{D_p \cdot (s_1 - c) \cdot 10^{-3}} \quad (53)$$

$$L_o = 0.063 \quad \text{м}$$

Расчетная ширина зоны укрепления стенке обечайки или днища в окрестности штуцера при наличии вварного кольца:

$$l_p := \min(1, L_o) \quad (54)$$

$$l_p = 0.05 \quad \text{м}$$

Отношение допускаемых напряжений:

Для внешней части штуцера – $\chi_1 := 1$

Для накладного кольца - $\chi_2 := 1$

Для внутренней части штуцера - $\chi_3 := 1$

Находим расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления по формуле:

$$d_{ор} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_{об} - c) \cdot 10^{-3}} = 0.025 \quad \text{м} \quad (55)$$

Отверстие считается одиночным, если ближайшее к нему отверстие не оказывает на него влияния, что имеет место, когда расстояние между наружным

поверхностями соответствующих штуцеров удовлетворяет условию:

$$\text{Условие1} := \begin{cases} \text{"Отверстие СЧИТАЕТСЯ одиночным"} & \text{if } \begin{cases} b_{1o6} \geq \sqrt{d_{1o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} + \sqrt{d_{1o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} \\ b_{2o6} \geq \sqrt{d_{2o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} + \sqrt{d_{2o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} \\ b_{3o6} \geq \sqrt{d_{3o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} + \sqrt{d_{3o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} \end{cases} \\ \text{"Отверстие НЕ считается одиночным"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие1 = "Отверстие СЧИТАЕТСЯ одиночным"

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий укрепления для сосудов под внутреннем избыточным давлением:

$$d_o := 2 \cdot \left[(s_{o6} - c) \cdot \frac{10^{-3}}{s_p} - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} = 0.403 \quad \text{м} \quad (56)$$

Проверка условия необходимости укрепления отверстия:

$$\text{Условие2} := \begin{cases} \text{"Укрепление отверстия НЕ требуется"} & \text{if } d_p \leq d_o \\ \text{"Укрепление отверстия НЕОБХОДИМО"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие2 = "Укрепление отверстия НЕ требуется"

Аналогично выполняем расчет для остальных отверстий.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета укреплений отверстий

Назначение	Диаметр отверстия, мм	Длина внутренней части штуцера, мм	Длина внешней части штуцера, мм	Укрепление отверстия	Толщина стенки штуцера, м	Допускаемое внутреннее давление, МПа	Расстояние до ближайшего отверстия, мм
Слив насыщенного ТЭГ в коллектор	12	-	-	Не требуется	-	1,391	20

Форсунки распыла	30	-	-	Не требуется	-	1,391	125
Слив жидкости/ТЭ Г в конденсатосб орник	20	-	-	Не требуется	-	1,391	30
Ввод/вывод газа	350	90	160	Не требуется	12	1,394	-

В результате проведенного расчета установили, что не рядом расположенные отверстия являются одиночными и не взаимовлияющими, не требуется укрепления отверстия при заданной толщине стенки корпуса.

2.4 Расчет фланцевых соединений абсорбера

Расчет ведется по ГОСТ Р 52857.4 – 2007, [20].

Исходя из рабочих условий и в соответствии с рекомендациями [13, стр.213], выбираем приварные встык фланцы с уплотнительной поверхностью типа выступ – впадина.

Расчет ведем для наиболее наибольших диаметров фланцевого соединения абсорбера.

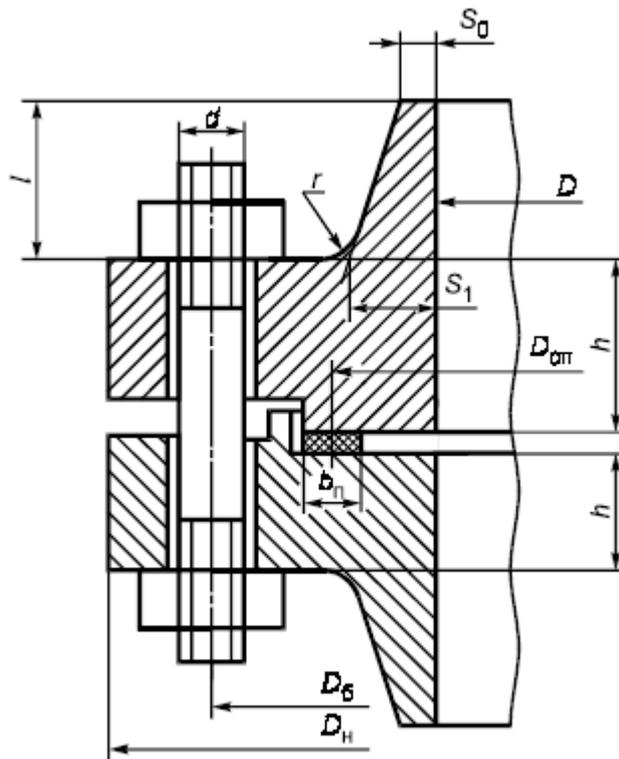


Рисунок 2.3 – Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа
выступ – впадина

Данные:

$D=1000$ внутренний диаметр фланца, мм

$D_{н}=1175$ наружный диаметр фланца, мм

$D_{б}=1120$ диаметр болтовой окружности, мм

$D_{сп}=1070$ расчетный диаметр прокладки, мм

$b_{сп}=15$ ширина прокладки, мм

$h=28$ ширина тарелки фланца, мм

$h_{п}=3$ толщина прокладки, мм

$S_0=6$ толщина стенки штуцера, мм

$d=30$ диаметр шпильки, мм

$n=28$ количество шпилек

$M=0$ внешний изгибающий момент, Н*мм

$F=0$ внешняя осевая сила, Н

$t=27$ Расчетная температура, °С

$P=0,6$ Расчетное давление, Мпа

$c=2$ Прибавка на коррозию, мм

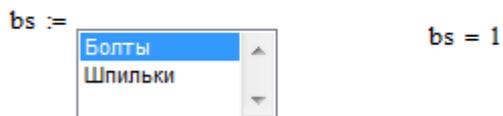
Материал фланцев – сталь 09Г2С

Материал болтов – сталь 35Х

Материал прокладки – паронит ПОН

Выбор крепежных изделий

Выбор крепежных элементов:



Расчетная температура неизолированных фланцев определяется по формуле:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t = 25.92 \quad \text{С} \quad (57)$$

Расчетная температура шпилек:

$$t_{\sigma} := 0.85 \cdot t = 22.95 \quad \text{С} \quad (58)$$

Допускаемое напряжение для шпилек из стали 35Х:

$$\sigma_{\text{д},\sigma} := \text{Floor}(\text{interp}(t, \sigma, t_{\sigma}), 0.5) = 229.5 \quad \text{МПа} \quad (59)$$

Модуль упругости для шпилек при рабочей температуре:

$$E_{\sigma} := 2.17 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое напряжение для шпилек при $t=20$ °С:

$$\sigma_{20\sigma} := 230 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости для шпилек при температуре испытания 20 °С:

$$E_{206} := 2.18 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 35Х при t=20-100 °С:

$$\alpha_{\phi} := 13.4 \cdot 10^{-6} \quad 1/\text{К}$$

Допускаемое напряжение для фланцев из стали 09Г2С:

$$t := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix}$$
$$\sigma := \text{Floor}(\text{linterp}(t, \sigma, t_{\phi}), 0.5) = 194.5 \quad \text{МПа}$$

Так как фланцы изготавливаются из листового проката $\eta := 1$

$$\sigma_{\text{д.}\phi} := \eta \cdot \sigma = 194.5 \quad \text{МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 09Г2С при t=20-100 °С

$$E := 1.98 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

Находим эффективную ширину плоской прокладки по формуле:

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

$$b_0 = 15 \quad \text{мм}$$

Где $b_{\Pi}=15\text{мм}$ – ширина прокладки.

Характеристики прокладки:

$m=2,5$ – прокладочный коэффициент

$q_{\text{обж}}=20$ Мпа – удельное давление обжатия прокладки

$K_{\text{обж}}=0,9$ – коэффициент обжатия прокладки

$E_n=200$ Мпа – условный модуль прокладки

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

Усилие, необходимое для смятия прокладки находим по формуле:

$$P_{обж} := 0.5\pi \cdot D_{сн} \cdot b_0 \cdot m \cdot |P| = 4.286 \times 10^4 \text{ Н} \quad (60)$$

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

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

$$R_n = 8.572 \times 10^4 \text{ Н}$$

2.4.2 Усилие в болтах (шпильках) фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях

Площадь поперечного сечений болтов (шпилек), [10, стр.23, табл.4.3]:

$$f_b=430 \text{ мм}^2$$

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

$$A_b := n \cdot f_b = 1.204 \times 10^4 \text{ мм}^2 \quad (61)$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{сн}})^2 \cdot P = 5.395 \times 10^5 \text{ Н} \quad (62)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{\text{FM}} := \max\left(\left|F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{\text{сн}}}\right|, \left|F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{\text{сн}}}\right|\right) = 0 \text{ Н} \quad (63)$$

Найдем податливость прокладки:

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сн}} \cdot b_{\text{п}}} = 2.008 \times 10^{-12} \text{ мм/Н} \quad (64)$$

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

$$L_{\text{б0}} := 70 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости по формуле:

$$L_{\text{б}} := \begin{cases} L_{\text{б0}} + 0.28 \cdot d & \text{if } b_s = 1 \\ L_{\text{б0}} + 0.56 \cdot d & \text{if } b_s = 2 \end{cases} \quad (65)$$

$$\quad \quad \quad (66)$$

$$L_{\text{б}} = 78.4 \text{ мм}$$

Податливость болтов рассчитывается по формуле:

$$y_{\text{б}} := \frac{L_{\text{б}}}{E_{206} \cdot A_{\text{б}}} = 2.987 \times 10^{-8} \text{ мм/Н} \quad (67)$$

Расчетные параметры фланцев:

-параметр длины обечайки

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} = 77.46 \text{ мм} \quad (68)$$

-отношение наружного диаметра фланца к внутреннему

(69)

$$K := \frac{D_H}{D} = 1.175$$

-коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 1.847 \quad (70)$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 13.328 \quad (71)$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] = 12.247 \quad (72)$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} = 6.255 \quad (73)$$

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

$$\beta_F := 0.91 \quad \beta_V := 0.55 \quad f := 1$$

-коэффициент λ

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.044 \quad (74)$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланцев при затяжке

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_1)^2} = 1.15 \times 10^{-11} \quad (75)$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом, считается по формуле:

$$y_{\phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_H} = 1.057 \times 10^{-10} \quad (76)$$

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

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right] = 1.041$$

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

$$b := 0.5(D_6 - D_{сп}) = 25 \quad (78)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварки встык и плоских фланцев по формуле:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\Pi} + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20}}{E}} = 2.249 \times 10^7 \quad (79)$$

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

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{сп}} \right)}{y_6 + y_{\Pi} \cdot \left(\frac{D_6}{D_{сп}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b^2} = 2.013 \quad (80)$$

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

$$Q_t := \gamma \cdot [2\alpha_\phi \cdot h \cdot (t_\phi - 20) - 2\alpha_\sigma \cdot h \cdot (t_\sigma - 20)] = 3.671 \times 10^4 \text{ Н} \quad (81)$$

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

$$P_{\phi 1} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M |M|}{D_{\text{сп}}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \end{array} \right] = 8.495 \times 10^5 \text{ Н} \quad (82)$$

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

$$P_{\phi 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_b \cdot \sigma_{206}) = 1.108 \times 10^6 \text{ Н} \quad (83)$$

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

$$P_{\phi M} := \max(P_{\phi 1}, P_{\phi 2}) = 1.108 \times 10^6 \text{ Н} \quad (84)$$

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

$$P_{\phi P} := P_{\phi M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} = 9.201 \times 10^5 \text{ Н} \quad (85)$$

2.4.3 Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки

Расчетные напряжения в болтах (шпильках):

-при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6} = 92 \quad \text{МПа} \quad (86)$$

-в рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} = 76.419 \quad \text{МПа} \quad (87)$$

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

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

$$Us1_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности в при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д,6} \\ \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1_1 = "Условия прочности выполняются"

Удельное давление на прокладку находим по формуле:

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} = 16.476 \quad \text{МПа} \quad (88)$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$Us1_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1_2 = "Условие прочности прокладки выполняется"

2.4.4 Расчет фланцев на статическую прочность

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

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b = 2.882 \times 10^7 \quad \text{Н*мм} \quad (89)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max[P_{6p} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e] = 4.191 \times 10^7 \quad \text{Н}^* \text{мм} \quad (90)$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

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

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S1 - c_o)^2 \cdot D_{пр}} = 11.039 \quad \text{МПа} \quad (91)$$

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

-радиальное напряжение :

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M = 50.603 \quad \text{МПа} \quad (92)$$

-окружное напряжение:

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} = 133.727 \quad \text{МПа} \quad (93)$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

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

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S1 - c_o)^2 \cdot D_{пр}} = 16.052 \quad \text{МПа} \quad (94)$$

-максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0mp} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S1) \cdot (S1 - c_0)}, \frac{Q_d + F - \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S1) \cdot (S1 - c_0)} \right] = 3.265 \quad \text{МПа} \quad (95)$$

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

– радиальное напряжение:

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p = 73.581 \quad \text{МПа} \quad (96)$$

– окружное напряжение:

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp} = 194.451 \quad \text{МПа} \quad (97)$$

Проверка условий статической прочности фланцев

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left(\left| \sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp} \right| \right), \left(\left| \sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp} \right| \right), \left(\left| \sigma_{0p} + \sigma_{0mp} \right| \right) \right) \quad (98)$$

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left(\left| \sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp} \right| \right), \left(\left| \sigma_{0p} + \sigma_{0mp} \right| \right) \right) \quad (99)$$

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left| \sigma_{0p} + \sigma_{0mp} \right| \right) \quad (100)$$

$$\sigma_{3max} := \max \left(\left| \sigma_{0M} + \sigma_{RM} \right|, \left| \sigma_{0M} + \sigma_{TM} \right| \right) \quad (101)$$

КТ=1,3 при расчете с учетом стесненности температурных деформаций.

При расчете без учета стесненности температурных деформаций КТ=1.

$$Us1_3 := \begin{cases} PR_1 & \text{if } \sigma_{3max} < K_T \cdot \sigma_{20} \wedge \sigma_{Pmax} < K_T \cdot \sigma_{д.ф} \\ PR_3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1_3 = "Условия статической прочности при затяжке и в рабочих условиях выполняются"

$$\sigma_{3max} = 144.766 \quad \text{МПа} \quad K_T \cdot \sigma_{20} = 254.8 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{Pmax} = 207.238 \quad \text{МПа} \quad K_T \cdot \sigma_{д.ф} = 252.85 \quad \text{МПа}$$

2.4.5 Проверка углов порота фланца

Угол поворота приварного встык фланца

$$\Theta := M_p \cdot y_f \cdot \frac{E_{20}}{E} = 4.843 \times 10^{-4} \quad (102)$$

Допустимый угол поворота фланца $\Theta_d := 0.013$

$$Us1_P := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие в рабочих условиях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Us1_P = "Условие поворота плоского фланца выполняется"

Таким образом, провели выполнение условия на герметичность.

Аналогично проводим расчет для других фланцевых соединений.

В результате проведенных расчетов определили геометрические размеры всех фланцевых соединений, необходимых для эксплуатации аппарата. Также проверили все соединения на прочность и герметичность.

Результаты расчетов приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета фланцевого соединения

	Соединение обечайки с крышкой	Ввод газа	Вывод насыщенного ТЭГ в конденсатосборнике
Внутренний диаметр, мм	1000	350	100
Наружный диаметр, мм	1175	485	205
Диаметр болтовой окружности, мм	1120	445	170
Диаметр прокладки, мм	1080	410	143
Толщина фланца, мм	28	26	13
Диаметр болта, мм	30	23	18
Площадь поперечного сечения болта, мм ²	430	225	144
Количество болтов	28	12	4
Условие прочности и герметичности	+	+	+

2.5 Расчет опор

2.5.1 Расчет опорных лап

Расчет ведется в соответствии с ГОСТ Р 52857.5 – 2007 [21].

Тип опорной лапы представлен на рисунке 2.4.

Данные:

$L_{об}=5,8$ – длина цилиндрической обечайки абсорбера, м

$\rho_{стали}=7850$ – плотность стали 09Г2С, кг/м³

$M_a=1391$ – масса аппарата, кг

$M_{исп}=7901$ – масса аппарата при гидроиспытании, кг

$b_4=240$ – ширина ребра, мм

$b_3=380$ – длина подкладного листа опорной лапы, мм

$b_2=270$ – ширина подкладного листа опорной лапы, мм

$g=210$ – расстояние между ребрами опоры, мм

$s_2=7$ – толщина опорной лапы, мм

$h_1=317$ – высота ребра опорной лапы, мм

$l_1=260$ – длина опорной лапы, мм

$e_1=216,6$ – расстояние между точкой приложения усилия и обечайкой или подкладного листа, мм

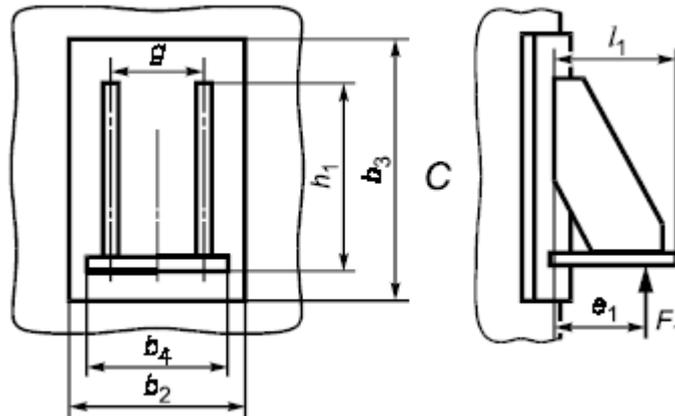


Рисунок 2.4 – расчетная схема опорной лапы

Опорные лапы присоединены к цилиндрической обечайке конденсаторборника. Направление действия усилия принимают параллельно оси обечайки.

Условия применения расчетных формул:

$$\text{Условие8} := \begin{cases} \text{"Условия применения расчетных формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if} \\ \frac{(s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}}{d_k} \leq 0.05 \\ g \geq 0.2 \cdot h_1 \\ 0.04 \leq \frac{h_1}{d_k} \leq 0.5 \\ 0.04 \leq \frac{b_{4.o}}{d_k} \leq 0.5 \\ 0.04 \leq \frac{b_{3.o}}{b_{4.o}} \leq 0.8 \\ b_{2.o} \geq 0.6 \cdot b_{3.o} \\ b_{3.o} \leq 1.5 \cdot h_1 \\ s_{2.o} \geq s_{o6} \\ \text{"Условия применения расчетных формул НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие8 = "Условия применения расчетных формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

Усилие, действующее на опорную лапу, найдем по формуле:

$$F_{1.o} := \frac{G_{a.исп}}{2} + \frac{M_2}{d_k \cdot 10^3 + 2 \cdot (e_{1.o} + s_{o6} + s_{2.o})} = 3.882 \times 10^4 \quad \text{Н} \quad (104)$$

Проверка несущей способности обечайки.

Коэффициент K_8 вычисляется по формуле:

$$k_1 = \exp\left[(-49,919 - 39,119 \cdot x_0 - 107,01 \cdot y_0 - 1,693 \cdot x_0^2 - 11,92 \cdot x_0 \cdot y_0 - 39,276 \cdot y_0^2 + 0,237 \cdot x_0^3 + 1,608 \cdot x_0^2 \cdot y_0 + 2,761 \cdot x_0 \cdot y_0^2 - 3,854 \cdot y_0^3) \cdot 10^{-2}\right]$$

$$k_2 = \exp\left[(-5,964 - 11,395 \cdot x_0 - 18,984 \cdot y_0 - 2,413 \cdot x_0^2 - 7,286 \cdot x_0 \cdot y_0 - 2,042 \cdot y_0^2 + 0,1322 \cdot x_0^3 + 0,4833 \cdot x_0^2 \cdot y_0 + 0,8469 \cdot x_0 \cdot y_0^2 - 3,854 \cdot y_0^3) \cdot 10^{-2}\right]$$

$$K_8 := \min(k_1, k_2)$$

$$K_8 = 0.169$$

где

$$x_o := \ln\left[\frac{d_k \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{o6} - c)}\right] = 4.317 \quad y_o := \ln\left(\frac{h_1}{d_k \cdot 10^3}\right) = -0.638 \quad y_{1.o} := \ln\left(\frac{b_{3.o}}{d_k \cdot 10^3}\right) = -0.457$$

Предельное напряжение изгиба:

При определении σ_i коэффициент K_1 вычисляют со следующими значениями ν_1 и ν_2 :

-для несущих ушек цилиндрических обечаек ,приваренных в продольном направлении, принимают $\nu_1=0,4$; ν_2 вычисляют через общее окружное мембранное напряжение в цилиндрической обечайке:

$$\sigma_{m,y} := \frac{p \cdot 10^6 \cdot d_k \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{об} - c)} = 2,625 \times 10^7 \quad \text{Па} \quad (105)$$

Так как расстояние между опорным узлом и ближайшим сварным швом более $\sqrt{d_k \cdot 1000 \cdot s_{об}} = 60$, мм, то принимаем $\varphi=1$.

$$\nu_2 := \frac{\sigma_{m,y} \cdot 10^{-6}}{K_2 \cdot \sigma \cdot \varphi} = 0,108 \quad (106)$$

Коэффициент K_1 :

$$K_1 := \frac{1 - \nu_2^2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{1o} \cdot \nu_2\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{1o} \cdot \nu_2\right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_{1o}^2}} = 1,069$$

$K_2=1,25$ для рабочих условий

Предельное напряжение изгиба равно:

$$\sigma_{i,o} := K_1 \cdot K_2 \cdot \sigma = 259,277 \quad \text{МПа} \quad (108)$$

Тогда несущая способность обечайки в месте приварки опорной лапы равно:

$$F_{1,d,o} := \frac{\sigma_{i,o} \cdot b_{3,o} \cdot (s_{об} - c)^2}{K_8 \cdot (e_{1,o} + s_{2,o})} = 4,177 \times 10^4 \quad \text{Н} \quad (109)$$

Условие несущей способности обечайки в месте приварки опорной лапы:

$$\text{Условие9} := \begin{cases} \text{"Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } F_{1,o} \leq F_{1,d,o} \\ \text{"Условие несущей способности обечайки НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие9 = "Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

$$F_{1,d,o} = 4.177 \times 10^4 \text{ Н} \quad F_{1,o} = 3.882 \times 10^4 \text{ Н}$$

Несущая способность обечайки в месте приварки опорной лапы с подкладным листом удовлетворяет условию.

Аналогично ведем расчет для условий испытания и монтажа.

Для крепления опорной лапы с опорной рамой выберем болты М16 по рекомендации [12, стр.673, табл.29.2].

2.5.2 Расчет цилиндрической стойки

Для расчета цилиндрической стойки примем, что она испытывает осевое сжимающее усилие. Для определение прочности опорной стойки используем ГОСТ Р 52857.2 – 2007 для определения осевого сжимающего усилия.

В качестве стойки выберем трубу 120x4x1300 мм из стали 09Г2С. Угол между стойками 15°.

Усилие, действующее на опору, определяется по формуле:

$$F_y := \frac{G_{a,исп}}{3} = 2.584 \times 10^4 \text{ Н} \quad (110)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие вычисляем из условия местной устойчивости в пределах упругости по формуле:

$$F_{E1} := \frac{31 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y} \cdot d_3^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_{гр} - c)}{d_3} \right]^{2.5} = 1.454 \times 10^6 \text{ Н} \quad (111)$$

где $E=1,99 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости для стали 09Г2С

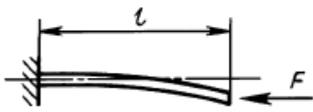
$n_y=2,4$ – коэффициент запаса устойчивости.

Гибкость λ вычисляют по формуле

$$\lambda := 2.83 \cdot \frac{l_{пр}}{d_3 + s_{тр} - c} = 72.137 \quad (112)$$

где $l_{пр}=2 \cdot l$ – приведенная расчетная длина согласно таблице 2.3 [17].

Таблица 2.3 – приведенная расчетная длина

Расчетная схема	$\frac{l}{l}$	$l_{пр}$
	–	$2l$

Допускаемое осевое сжимающее усилие вычисляют из условия общей устойчивости в пределах упругости по формуле

$$F_{E2} := \frac{\pi \cdot (d_3 + s_{тр} - c) \cdot (s_{тр} - c) \cdot E}{n_y} \cdot \left(\frac{\pi}{\lambda}\right)^2 = 1.008 \times 10^5 \text{ Н} \quad (113)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия устойчивости вычисляют по формуле

$$F_E := \min(F_{E1}, F_{E2}) = 1.008 \times 10^5 \text{ Н} \quad (114)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие вычисляют по формуле

$$F_{доп} := \frac{F_{\Pi}}{\sqrt{1 + \left(\frac{F_{\Pi}}{F_E}\right)^2}} = 7.829 \times 10^4 \text{ Н} \quad (115)$$

Условие прочности опорной стойки

$$\text{Условие}_{\text{пр}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } F_{\text{доп}} \geq F_y \\ \text{"Условие прочности НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие_{пр} = "Условие прочности ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

$$F_{\text{доп}} = 7.829 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$F_y = 2.584 \times 10^4 \text{ Н}$$

2.6 Расчет устройства для строповки абсорбера

Расчет несущего ушка ведем в соответствии с ГОСТ Р 52857.5 – 2007 [21]. В качестве строповочного устройства выберем несущее ушко, приваренное в меридиональном направлении к неукрепленной цилиндрической обечайке.

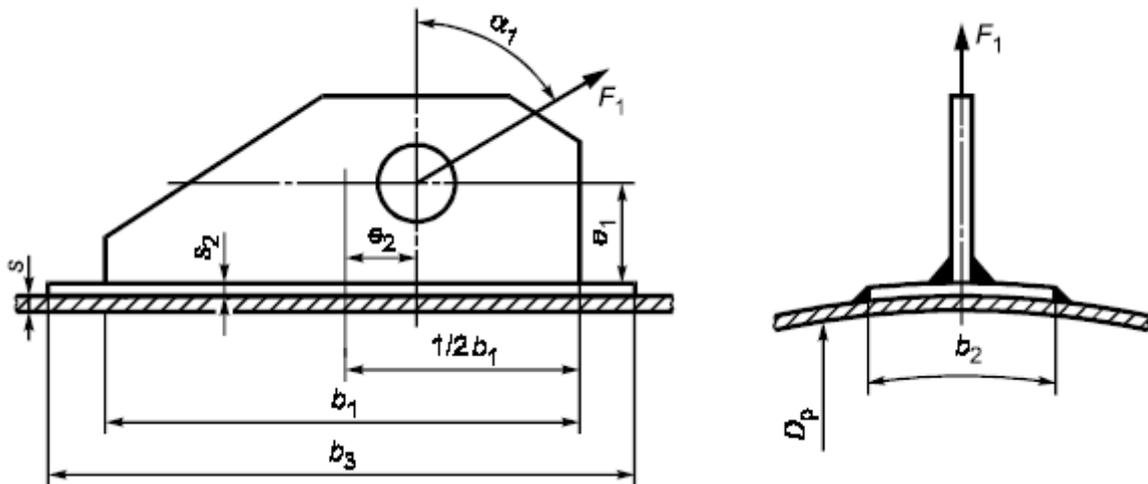


Рисунок 2.5 – Несущее ушко, приваренное в меридиональном направлении к неукрепленной цилиндрической обечайке

Для обечайки, нагруженной опорным узлом, определяют местные допускаемые усилия. В основу расчета обечаек, нагруженных несущими ушками, положено предельное напряжение изгиба, определяемое из условий достижения предельного состояния балки прямоугольного сечения, вырезаемой из обечайки.

Предельное напряжение изгиба вычисляют по формуле, которая ограничивает местные напряжения изгиба в зависимости от местных мембранных напряжений и степени общими мембранными напряжениями.

Определении σ_i – предельное напряжение изгиба, коэффициент K_1 вычисляется со следующими значениями ν_1 и ν_2 :

-для несущих ушек цилиндрических обечаек, приваренных в продольном направлении, принимают $\nu_1=0,2$; ν_2 вычисляют через общее окружное мембранное напряжение в цилиндрической обечайке:

$$\sigma_{m,y} := \frac{p \cdot 10^6 \cdot D \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{об} - c)} = 4.375 \times 10^7 \quad \text{Па} \quad (116)$$

$\varphi=1$, т.к. $\sqrt{D \cdot 1000 \cdot s_{об}} = 77.46 \text{ мм}$ меньше расстояния до ближайшего сварного шва.

$$\nu_2 := \frac{\sigma_{m,y} \cdot 10^{-6}}{K_2 \cdot \sigma \cdot \varphi} = 0.18 \quad (117)$$

Коэффициент K_1 :

$$K_1 := \frac{1 - \nu_2^2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_1 \cdot \nu_2\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_1 \cdot \nu_2\right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.228 \quad (118)$$

Предельное напряжение изгиба находим по формуле:

$$\sigma_i := K_1 \cdot K_2 \cdot \sigma = 297.746 \quad \text{МПа} \quad (119)$$

Усилие F_1 , действующее на несущее ушко, определяют по специальным методам расчета для симметричного сосуда, закрепленного на двух симметрично расположенных несущих ушках.

Монтаж аппарата производится с применением траверсы. Поэтому

$$\alpha_1 := 0 \cdot \text{deg}$$

$$F_1 := \frac{G_a}{2 \cdot \cos(\alpha_1)} = 6.825 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Проверка несущей способности обечайки, не подкрепленной элементами жесткости.

Коэффициенты K_3 и K_4 определяем по [21, стр10, рис.5].

Размеры несущего ушка:

$b_1 =$ - длина несущего ушка в основании, мм

$b_2 = 120$ – ширина подкладного листа, мм

$b_3 = 400$ – длина подкладного листа, мм

$e_1 = 150$ – расстояние между точкой приложения усилия и обечайкой или подкладным листом, мм

$e_2 = 60$ – расстояние между осью отверстия и средней линией ушка, мм

$s_2 = 4$ – исполнительная толщина подкладного листа, мм.

Для нахождения допускаемого усилия на опорный элемент необходимо найти коэффициент K_5 :

$$K_5 := \min\left(\exp(1.0882 - 1.4216 \cdot x + 0.26544 \cdot \ln(z) + 1.11 \cdot \ln(x)) + 1, 2\right) \quad (121)$$

$$K_5 = 2$$

$$\text{где } x := \frac{2 \cdot b_2}{D \cdot 10^3} = 0.24 \quad z := \frac{D \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{об} - c)} = 125$$

Определяем допускаемое усилие на опорный элемент по формуле

$$F_{1,д} := \frac{K_5 \cdot \sigma_i \cdot (s_{об} - c)^2}{\left| 6 \cdot K_3 \cdot \cos(\alpha_1) \right| + \frac{12 \cdot (e_1 + s_2)}{b_3} \cdot K_4 \cdot \left| \sin(\alpha_1) - \frac{e_2}{e_1 + s_2} \cdot \cos(\alpha_1) \right|} \quad (122)$$

$$F_{1,д} = 1.536 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Несущая способность обечайки в месте приварки несущего ушка с подкладным листом должна удовлетворять условию

$$\text{Условие10} := \begin{cases} \text{"Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } F_1 \leq F_{1,д} \\ \text{"Условие несущей способности обечайки НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$F_{1,д} = 1.536 \times 10^4 \quad \text{Н} \quad F_1 = 6.825 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Условие10 = "Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

Несущая способность обечайки удовлетворяет условию.

Для строповки эллиптической крышки абсорбера выберем согласно рекомендациям [22] строповое устройство типа 3 по ГОСТу 13716 – 68.

2.7 Расчет средств защиты установки

2.7.1 Расчет и подбор предохранительного клапана

Так как процесс осушки попутного нефтяного газа происходит в сосуде, работающем под давлением, где рабочая среда является взрывоопасной, то задача по защите обслуживающего персонала и оборудования является главной. Требуемая герметичность системы, и в первую очередь ее взрывобезопасность, обеспечивается на стадии проектирования, применения и расчета предохранительных устройств.

Согласно ПБ 03-576-03 Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, сосуды должны быть оснащены предохранительными устройствами [48].

Предохранительный клапан — трубопроводная арматура, предназначенная для защиты от механического разрушения оборудования и

трубопроводов избыточным давлением путём автоматического выпуска избытка жидкой, паро- и газообразной среды из систем и сосудов с давлением сверх установленного.

Технологический расчет предохранительного клапана сводится к определению его основного геометрического параметра — диаметра узкого сечения седла. Этот параметр зависит от физико-химических свойств среды, давления в аппарате и расхода вещества.

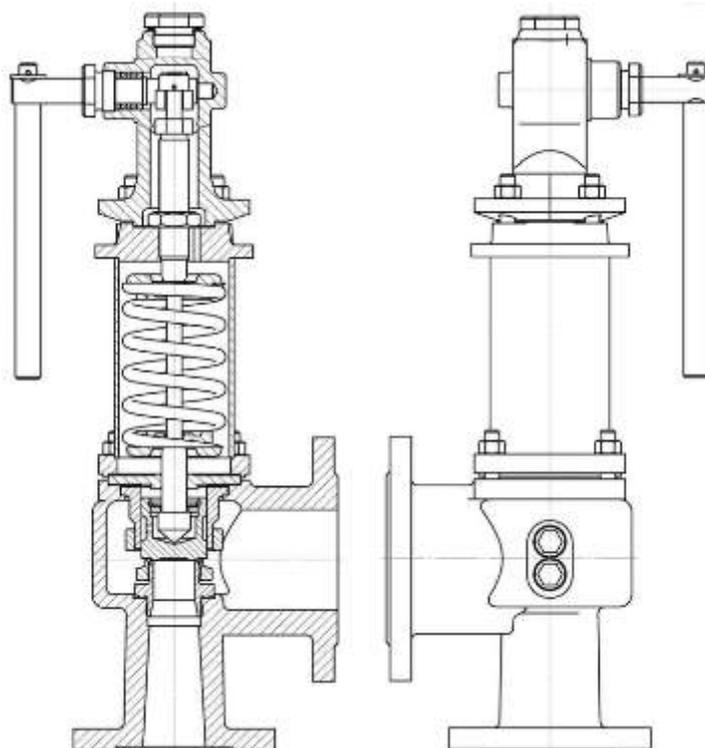


Рис. 2.6 – Предохранительный клапан типа СППК с рычагом для принудительного подрыва и продувки

В работе [49] был произведен расчет и подбор предохранительного клапана для установки осушки попутного нефтяного газа. На базе программного обеспечения Wolfram Mathematica была создана программа по расчету и подбору предохранительного пружинного полноподъемного фланцевого клапана типа СППК4Р 50-16 с рычагом для принудительного открытия и продувки на условное давление 1,6 МПа. Исполнение 17с13нж, характеристика среды Н - неагрессивная, диаметром седла $d_c=33$ мм, $Dy=50$ мм; $Dy1=80$ мм, пружина №304 на давление настройки: $P_n=0,06-0,8$ Мпа.

2.7.2 Расчет и подбор молниезащиты и заземлителя

Молниезащита является важным комплексом мероприятий и устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, предохранения зданий, сооружений, оборудования и материалов от взрывов, загораний и разрушений, возможных при воздействии молнии. Проектирование и изготовление молниезащиты должно выполняться с учетом норм и требований.

Заземление и электрическое оборудование сосудов должны соответствовать правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей в установленном порядке.

Молниезащита включает комплекс мероприятий и устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, предохранения зданий, сооружений, оборудования и материалов от взрывов, загораний и разрушений, возможных при воздействии молнии. Проектирование и изготовление молниезащиты должно выполняться с учетом норм и требований РД 34.21.122-87, который распространяется на новые, реконструируемые и расширяемые здания и сооружения.

В соответствии с назначением зданий и сооружений необходимость выполнения молниезащиты, ее категория, а при использовании стержневых и тросовых молниеотводов – тип зоны защиты определяются в зависимости от среднегодовой продолжительности гроз, а также от ожидаемого количества поражений здания или сооружения молнией в год.

В работе [49] был произведен расчет и подбор средств коллективной защиты установки осушки газа от воздействия электрического тока. По результатам расчета в качестве средств коллективной защиты от воздействия электрического тока был выбран молниеотвод высотой 25 м. В качестве заземляющего устройства – вертикальный стержневой электрод длиной 3 м, закопанный на глубину 6 м .

2.8. Конструктивно-механический расчет предварительного сепаратора

2.8.1 Определение расчетных параметров

Исходные данные:

$P_{рас} = 0,35$ – расчетное давление, МПа

$D_{вн} = 1000$ – внутренний диаметр, мм

$t_{рас} = 27$ – расчетная температура, °С

$\phi = 0,9$ – прочность сварного шва

$c = 2$ суммарная прибавка, мм

$\rho = 1000$ – плотность воды, кг/м³

Для определения допустимых напряжений и модуля упругости используем ГОСТ Р 52857.1 – 2007.

Материал стали 09Г2С

$$t := (20 \ 100)^T$$

$$\sigma_d := (196 \ 177)^T$$

$$\sigma := \text{Floor}(\text{interp}(t, \sigma_d, t_{ГЭГ}), 0.5) = 194 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение при гидравлических испытаниях определяется по пределу текучести для выбранной стали при $t = 20^\circ\text{C}$ взятому из ГОСТ Р 52857.1 – 2007 [16]:

$R_{e20} := 300$ МПа Расчетное значение предела текучести

$n_T := 1.1$ Коэффициент запаса прочности

$$\sigma_{И} := \text{Floor}\left(\frac{R_{e20}}{n_T}, 0.5\right) \quad \sigma_{И} = 272.5 \text{ МПа}$$

Пробное давление при гидравлическом испытании

$$P_{И} := 1.25 \cdot P_{рас} \cdot \frac{\sigma_{И}}{\sigma} = 0.615 \text{ МПа}$$

2.8.2 Расчет на прочность корпуса аппарата

Расчетная толщина стенки обечайки сепаратора равна:

$$s_p := \max\left(\frac{P_{рас} \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot \varphi_p - P_{рас}}, \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \sigma_{и} \cdot \varphi_p - P_{и}}\right) = 1.254 \times 10^{-3} \quad \text{м}$$

Исполнительная толщина цилиндрической обечайки сепаратора равна

$$s_{об} := \text{ceil}(s_p \cdot 10^3 + c) = 6 \quad \text{мм}$$

Расчетная толщина днища сепаратора определяется по формуле (40):

$$s_{1p} := \max\left(\frac{P_{рас} \cdot R}{2 \cdot \varphi_p \cdot \sigma - 0.5 \cdot P_{рас}}, \frac{P_{и} \cdot R}{2 \cdot \sigma_{и} \cdot \varphi_p - 0.5 \cdot P_{и}}\right) = 1.254 \times 10^{-3} \quad \text{м}$$

Исполнительная толщина эллиптического днища сепаратора:

$$s_1 := \text{ceil}(s_{1p} \cdot 10^3 + c) = 4 \quad \text{мм}$$

Примем толщину эллиптического днища равной толщине цилиндрической обечайки абсорбера равной 6 мм.

Проверка применимости формул для эллиптического днища:

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \frac{(s_{оба} - c) \cdot 10^{-3}}{d_k} \leq 0.1 \\ \text{"Условие НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

U_{sl} = "Условие ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

2.8.3 Укрепление отверстий в обечайках и днищах

Проверка условий применения формул для расчета укрепления отверстий:

$$\text{Условие} := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \left[\begin{array}{l} \left[\frac{(d_p - 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}}{D} > 1 \right] \text{ if } N = 1 \\ \left[\frac{(d_p - 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.6 \right] \text{ if } N = 2 \end{array} \right. \\ \text{"Отношение толщины стенки или днища к диаметру НЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } \left[\begin{array}{l} \left[\frac{(s_1 - c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.1 \right] \text{ if } N = 1 \\ \left[\frac{(s_1 - c) \cdot 10^{-3}}{D} > 0.1 \right] \text{ if } N = 2 \end{array} \right. \\ \text{"Применения формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие = "Применения формул ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

Отверстие считается одиночным, если ближайшие к нему отверстия не оказывают на него влияния, что имеет место, когда расстояние между наружными поверхностями соответствующих штуцеров удовлетворяет условию:

$$\text{Условие1} := \begin{cases} \text{"Отверстие СЧИТАЕТСЯ одиночным"} & \text{if } \left[\begin{array}{l} b_{1o6} \geq \sqrt{d_{1o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} + \sqrt{d_{1o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} \\ b_{2o6} \geq \sqrt{d_{2o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} + \sqrt{d_{2o6} \cdot (s_{o6} - c) \cdot 10^{-3}} \end{array} \right. \\ \text{"Отверстие НЕ считается одиночным"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие1 = "Отверстие СЧИТАЕТСЯ одиночным" +

Проверка условия необходимости укрепления отверстия:

$$\text{Условие2} := \begin{cases} \text{"Укрепление отверстия НЕ требуется"} & \text{if } d_p \leq d_o \\ \text{"Укрепление отверстия НЕОБХОДИМО"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Условие2 = "Укрепление отверстия НЕ требуется"

Аналогично выполняем расчет для остальных отверстий.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Результаты расчета укреплений отверстий

Назначение	Диаметр отверсти я, мм	Длина внутренне й части	Длина внешней части	Укреплен ие отверстия	Толщина стенки штуцера,м м	Допускаем ое внутренне	Расстояние до ближайшего

		штуцера, мм	штуцера, мм			давление, МПа	отверстия, мм
Слив жидкости в коллектор	16	-	-	Не требуется	-	1,391	20
Слив жидкости в коллектор	20	-	-	Не требуется	-	1,391	30
Ввод/вывод газа	350	90	160	Не требуется	12	1,394	-

В результате проведенного расчета установили, что не рядом расположенные отверстия являются одиночными и не взаимовлияющими, не требуется укрепления отверстия при заданной толщине стенки корпуса

2.8.4 Расчет фланцевых соединений сепаратора

Расчет ведется по ГОСТ Р 52857.4 – 2007, [20].

Исходя из рабочих условий и в соответствии с рекомендациями [13, стр.213], выбираем приварные встык фланцы с уплотнительной поверхностью типа выступ – впадина.

Расчет ведем для наиболее наибольших диаметров фланцевого соединения абсорбера.

В результате проведенных расчетов определили геометрические размеры всех фланцевых соединений, необходимых для эксплуатации аппарата. Также проводилась проверка всех соединений на прочность и герметичность.

Результаты расчетов приведены в Таблице 2.5

Таблица 2.5 – Результаты расчета фланцевого соединения

	Соединение обечайки с крышкой	Ввод газа
Внутренний диаметр, мм	1000	350
Наружный диаметр, мм	1175	485
Диаметр болтовой окружности, мм	1120	445
Диаметр прокладки, мм	1080	410
Толщина фланца, мм	28	26
Диаметр болта, мм	30	23
Площадь поперечного сечения болта, мм ²	430	225
Количество болтов	28	12
Условие прочности и герметичности	+	+

2.8.5 Расчет опор сепаратора

Для расчета и выбора опоры аппарата необходимо рассчитать максимальную нагрузку аппарата.

Масса цилиндрической обечайки равна:

$$M_{об} := \frac{4 \cdot \left[(D + s_{об} \cdot 10^{-3})^2 - D^2 \right]}{\pi} \cdot L_{об} \cdot \rho_{стали} = 460.745 \text{ кг}$$

Масса крышки и днища сепаратора:

Масса эллиптического отбортованного стального днища диаметром 1000 мм согласно [22] равна:

$$M_{кр} := 55.5 \text{ кг}$$

$$M_{кр} := 2 \cdot M_{кр} = 111 \text{ кг}$$

Масса сетчатой насадки равна:

$$M_{насадки} := V_{насадки} \cdot V_M = 157 \text{ кг}$$

где $V_M = 200$ - объемная масса сетчатой насадки, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$$V_{насадки} = L_n \cdot S_n = 1 \cdot \frac{3,14 \cdot 1^2}{4} = 0,785 \text{ - объем сетчатой насадки, м}^3.$$

Коллектор изготавливается из трубы стальной электросварной ГОСТ 10704 – 91. Масса одного погонного метра равна 62,15 кг.

$$M_{кол} = 62,15 \cdot L_{кол} = 62,15 \cdot 2,7 = 167,8 \text{ кг}$$

Тогда масса сосуда составит:

$$M_c = M_{об} + M_{кр} + M_{насадки} + M_{кол} = 460,745 + 111 + 157 + 167,8 = 896,5 \text{ кг}$$

Принимаем, что масса вспомогательных устройств (штуцеров, КИПиА и т.д.) составляет 15 % от основной массы сосуда, тогда

$$M_c = M_c \cdot 1,15 = 896,5 \cdot 1,15 = 1031 \text{ кг}$$

Для определения максимальной нагрузки на опору необходимо учесть массу воды при проведении гидравлических испытаний сосуда.

$$M_{в.с} = \frac{L_c \cdot \pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho_{воды} = \frac{3,83 \cdot 3,14 \cdot 1^2}{4} \cdot 1000 = 3008 \text{ кг}$$

где $\rho_{воды}$ - плотность воды, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Масса вода в коллекторе:

$$M_{в.к} = \frac{L_{кол} \cdot \pi \cdot D_{кол}^2}{4} \cdot \rho_{воды} = \frac{2,7 \cdot 3,14 \cdot 0,4^2}{4} \cdot 1000 = 481 \text{ кг}$$

Общая масса воды:

$$M_{вод} = (M_{в.с} + M_{в.к}) \cdot 1,1 = (3008 + 481) \cdot 1,1 = 3838 \text{ кг}$$

Масса сосуда при проведении гидравлического испытания:

$$M_{исп} = M_c + M_{вод} = 1031 + 3838 = 4869 \text{ кг}$$

Нагрузка, действующая на опору:

$$G_{исп} = M_{исп} \cdot g = 4869 \cdot 9,81 = 47,763 \text{ кН}$$

В качестве опоры выберем седловую опору тип 2 исполнение 1 согласно ОСТ 26-2091-93.

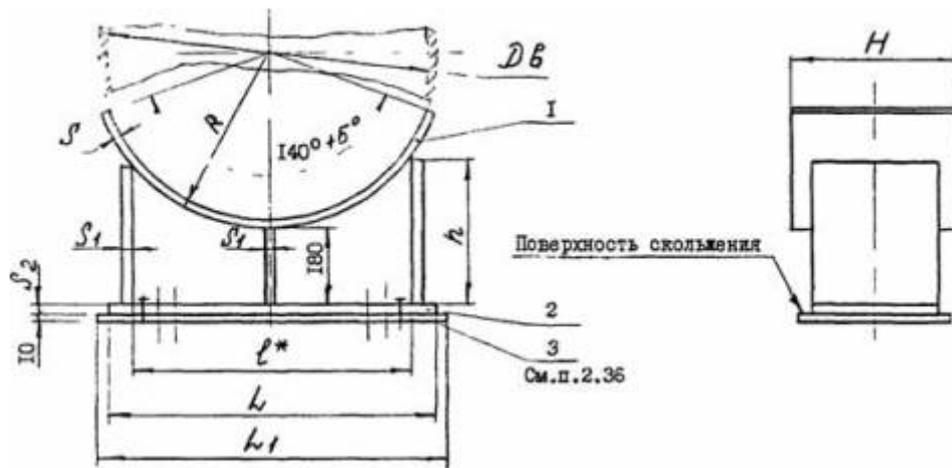


Рисунок 2.7 – Опора седловая горизонтальная

2.8.6 Расчет устройств для строповки сепаратора

Расчет несущего ушка ведем в соответствии с ГОСТ Р 52857.5 – 2007 [21]. В качестве строповочного устройства выберем несущее ушко, приваренное в меридиональном направлении к неукрепленной цилиндрической обечайке.

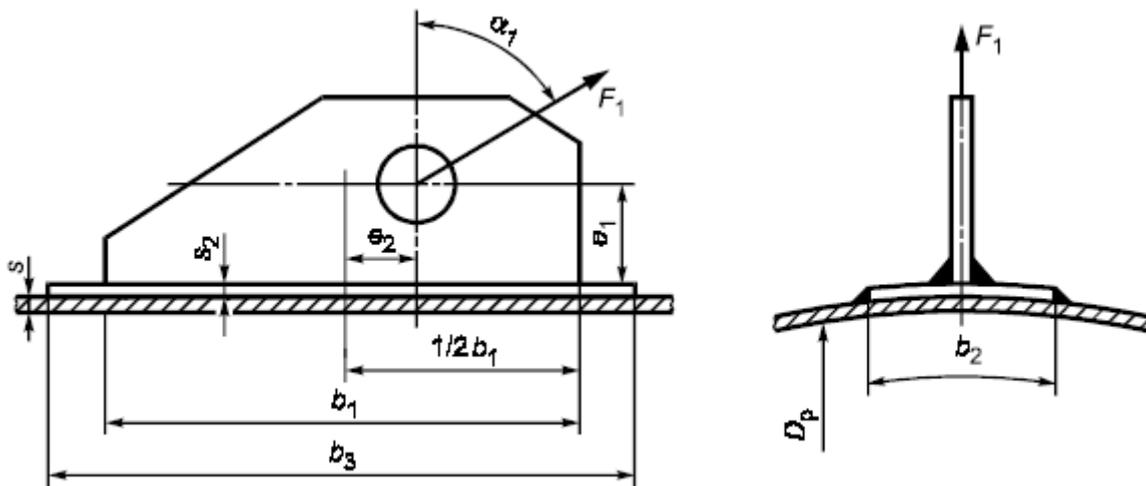


Рисунок 2.5 – Несущее ушко, приваренное в меридиональном направлении к неукрепленной цилиндрической обечайке

Для обечайки, нагруженной опорным узлом, определяют местные допускаемые усилия. В основу расчета обечаек, нагруженных несущими ушками, положено предельное напряжение изгиба, определяемое из условий

достижения предельного состояния балки прямоугольного сечения, вырезаемой из обечайки.

Предельное напряжение изгиба вычисляют по формуле, которая ограничивает местные напряжения изгиба в зависимости от местных мембранных напряжений и степени общими мембранными напряжениями.

Определении σ_i – предельное напряжение изгиба, коэффициент K_1 вычисляется со следующими значениями ν_1 и ν_2 :

-для несущих ушек цилиндрических обечаек, приваренных в продольном направлении, принимают $\nu_1=0,2$; ν_2 вычисляют через общее окружное мембранное напряжение в цилиндрической обечайке:

$$\sigma_{m,y} := \frac{p \cdot 10^6 \cdot D \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{об} - c)} = 4.375 \times 10^7 \quad \text{Па} \quad (116)$$

$\varphi=1$, т.к. $\sqrt{D \cdot 1000 \cdot s_{об}} = 77.46 \text{ мм}$ меньше расстояния до ближайшего сварного шва.

$$\nu_2 := \frac{\sigma_{m,y} \cdot 10^{-6}}{K_2 \cdot \sigma \cdot \varphi} = 0.18 \quad (117)$$

Коэффициент K_1 :

$$K_1 := \frac{1 - \nu_2^2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_1 \cdot \nu_2\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_1 \cdot \nu_2\right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.228 \quad (118)$$

Предельное напряжение изгиба находим по формуле:

$$\sigma_i := K_1 \cdot K_2 \cdot \sigma = 297.746 \quad \text{МПа} \quad (119)$$

Усилие F_1 , действующее на несущее ушко, определяют по специальным методам расчета для симметричного сосуда, закрепленного на двух симметрично расположенных несущих ушках.

Монтаж аппарата производится с применением траверсы. Поэтому

$$\alpha_1 := 0 \cdot \text{deg}$$

$$F_{1.} := \frac{G_a}{2 \cdot \cos(\alpha_1)} = 6.825 \times 10^3 \text{ Н} \quad (120)$$

Проверка несущей способности обечайки, не подкрепленной элементами жесткости.

Коэффициенты K3 и K4 определяем по [21, стр10, рис.5].

Размеры несущего ушка:

$b_1 =$ - длина несущего ушка в основании, мм

$b_2 = 120$ – ширина подкладного листа, мм

$b_3 = 400$ – длина подкладного листа, мм

$e_1 = 150$ – расстояние между точкой приложения усилия и обечайкой или подкладным листом, мм

$e_2 = 60$ – расстояние между осью отверстия и средней линией ушка, мм

$s_2 = 4$ – исполнительная толщина подкладного листа, мм.

Для нахождения допускаемого усилия на опорный элемент необходимо найти коэффициент K5:

$$K_5 := \min(\exp(1.0882 - 1.4216 \cdot x + 0.26544 \cdot \ln(z) + 1.11 \cdot \ln(x)) + 1, 2) \quad (121)$$

$$K_5 = 2$$

$$\text{где } x := \frac{2 \cdot b_2}{D \cdot 10^3} = 0.24 \quad z := \frac{D \cdot 10^3}{2 \cdot (s_{06} - c)} = 125$$

Определяем допускаемое усилие на опорный элемент по формуле

$$F_{1.д} := \frac{K_5 \cdot \sigma_i \cdot (s_{06} - c)^2}{\left| 6 \cdot K_3 \cdot \cos(\alpha_1) \right| + \frac{12 \cdot (e_1 + s_2)}{b_3} \cdot K_4 \cdot \left| \sin(\alpha_1) - \frac{e_2}{e_1 + s_2} \cdot \cos(\alpha_1) \right|} \quad (122)$$

$$F_{1.д} = 1.536 \times 10^4 \text{ Н}$$

Несущая способность обечайки в месте приварки несущего ушка с подкладным листом должна удовлетворять условию

$$\text{Условие10} := \begin{cases} \text{"Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"} & \text{if } F_1 \leq F_{1,д} \\ \text{"Условие несущей способности обечайки НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$F_{1,д} = 1.536 \times 10^4 \quad \text{Н} \quad F_1 = 6.825 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Условие10 = "Условие несущей способности обечайки ВЫПОЛНЯЕТСЯ"

Несущая способность обечайки удовлетворяет условию.

Для строповки эллиптической крышки абсорбера выберем согласно рекомендациям [22] строповое устройство типа 3 по ГОСТу 13716 – 68.

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

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ51	Корнев Алексей Алексеевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Энего и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ПО 92769 руб.;</i> <i>Размер оклада руководителя проекта 36 800 руб.;</i> <i>Размер стипендии дипломника 11 000 руб.;</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Число календарных дней в году – 365;</i> <i>Продолжительность выполнения проекта – 24 месяца;</i> <i>Дополнительная заработная плата – 15 % от основной;</i> <i>Накладные расходы - 10% от суммы всех расходов.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления на социальные нужды во внебюджетные фонды – 27,1 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Построение оценочной карты для сравнения конкурентных разработок</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Планирование комплекса работ на создание проекта, построение графика выполнения работ</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка услуг
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Диаграмма Исикава
4. Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации
5. Перечень заинтересованных сторон проекта
6. Цели и результаты проекта
7. Рабочая группа проекта
8. Ограничения проекта
9. Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты
10. Затраты на спецоборудование для научных работ
11. Расчет основной заработной платы
12. Баланс рабочего времени
13. Схема проектной структуры проекта
14. Матрица ответственности

15. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына З.В.	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Корнев А.А.		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газопроводов является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли [25]. Технологический процесс осушки газа всегда сопровождается потреблением тех или иных ресурсов: будь то материальные, энергетические, или трудовые. Стратегический менеджмент предусматривает разработку и следование стратегии эффективного использования ресурсов.

В настоящее время перспективность всех научных разработок диктуется исключительно их коммерческой ценностью, опираясь на которую авторы исследования получают соответствующее финансирование на дальнейшие разработки.

Модернизация установки осушки попутного нефтяного газа – актуальная задача, решение которой позволит улучшить качество продукта, в том числе получаемых и используемых непосредственно на промыслах.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование [23]. На рисунке 1 представлена карта сегментирования рынка по разработке установки осушки газа (УОГ).

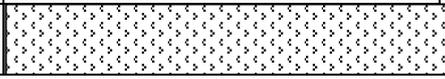
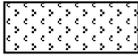
Размер компании	Вид продукции	
	УОГ для промышленной подготовки газа	КМС для транспортировки
Крупные		
Средние		
Мелкие		

Рисунок 1 — Карта сегментирования рынка услуг по разработке КМС:

-  – «Трансгаз», г. Томск
-  – АО «Роснефть», г. Москва
-  – ПАО «Газпром», г. Москва

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Чтобы оценить эффективность научной разработки и определить направление ее дальнейшего развития, необходимо определить её положение на рынке конкурентных технических решений.

В таблице 3.1 представлен сравнительный анализ абсорбентов гликолей (ф) в рамках выполнения ВКР и двух аналогичных осушителей (к1) и (к2) [24], [25].

Таблица 3.1 — Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Понижение точки росы газа	0,15	4	4	5	0,6	0,6	0,75
Расход абсорбента в установке	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,2
Надежность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Безопасность	0,1	3	3	5	0,3	0,3	0,5
Степень очистки газа	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Стоимость абсорбента	0,3	3	4	5	0,9	1,2	1,5
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,1
Финансирование научной разработки	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
Итого	1	35	31	27	4,05	3,9	3,85

Особенностью альтернативных абсорбентов является более низкая стоимость, а абсорбент [23] является экологически безопасным по сравнению с остальными. Среди заявленных выгод: снижение энергозатрат на перекачивание и стоимости абсорбента за счет низкого расхода абсорбента на осушку попутного нефтяного газа.

Анализ альтернативных работ показал, что разработанная в рамках ВКР схема установки с абсорбентом по материальным и тепловым потокам, обладает приемлемым конкурентным уровнем. Однако, в будущем, необходимо увеличить расчетные возможности для проведения данных исследований. В дальнейшем следует снизить стоимость абсорбента.

3.3 Диаграмма Исикавы

С целью установления причинно-следственных связей, возникающих в ходе выполнения моделирования схемы ректификации Петлюка, сформирована диаграмма Исикава. Основными факторами, влияющими на объект исследования, являются методы, оборудование и исполнитель.

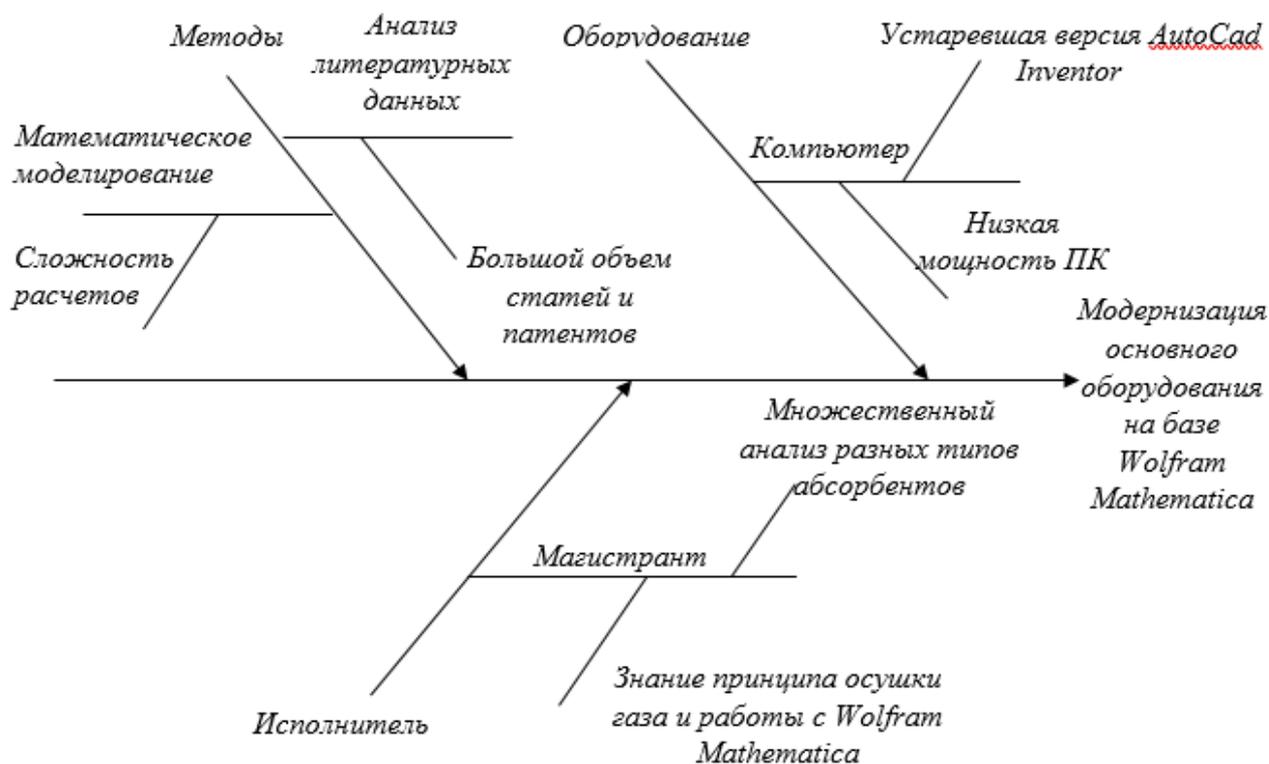


Рисунок 2 — Причинно-следственная диаграмма

Анализируя факторы, влияющие на реализацию поставленной задачи, можно принять следующие меры по оптимизации выполнения работы. Для фактора «оборудование» можно рассмотреть вариант использования более мощного процессорного блока. Для фактора «методы» вариантом решения проблемы является накопление и анализ данных на основе проведения собственных расчетов. Для фактора «магистрант» предлагается выполнять поэтапное моделирование схемы с вариацией параметров.

3.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Логическим завершением разработки объекта моделирования и создания математической модели является практическое применение на действующем промышленном объекте. Для осуществления реализации разработки необходимо представить её в виде коммерческого проекта.

Таблица 2 — Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	2	2
3	Определены отрасли и технологии для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынке	5	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	1
15	Прорабатывается механизм реализации научного проекта	4	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	46	36

Согласно данным таблицы 2 суммарное количество баллов по категории степень проработанности научного проекта составляет 46, что указывает на готовность проекта к коммерциализации с перспективой выше среднего (45-59 баллов). В свою очередь уровень имеющихся знаний у разработчика находится в диапазоне 44-30, что говорит о перспективе ниже среднего уровня.

Таким образом, реализация данного проекта вероятна и требует партнерского участия и инвестирования со стороны научно-исследовательских объединений, промышленных организаций. Развить компетенцию разработчика в сфере коммерциализации проекта (в данном случае магистранта) возможно путем более полного и подробного ознакомления с предыдущими и действующими проектами.

3.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для обеспечения коммерческой отдачи от реализации проекта возможно применение таких методов коммерциализации научных разработок, как торговля патентными лицензиями, передача ноу-хау, инжиниринг, франчайзинг, организация собственного предприятия и т.д. Для коммерциализации данной математической модели актуален метод инжиниринга по следующим причинам.

Во-первых, разработанная математическая модель имеет значимое практическое применение, учитывает множество параметров изучаемого процесса и способствует оптимизации, энерго- и ресурсосбережению и, в конечном счете, снижению затрат на производство. Во-вторых, для разработки математической модели необходим большой объем актуальных промышленных данных, для установления закономерностей, анализа взаимосвязей, тестирования и т.п. В-третьих, существует практика сотрудничества производственных организаций с научными объединениями с целью решение промышленных задач путем глубоко научного изучения и поиска обоснованных вариантов решения.

Таким образом, инжиниринг, в данном случае, реализуется путем заключения договора на осуществление изучения и оптимизации промышленного процесса. Стороной консультантом выступает научно-исследовательская группа научной организации (университет, кафедра). Заказчик представлен в лице производственной организации (завод, фабрика).

3.6 Инициация проекта

Для определения нового проекта необходимо составление Устава проекта. В рамках магистерской работы предполагается наличие таких критериев, как цели и результаты проекта, организационная структура проекта, ограничения и допущения проекта (таблица 3-6).

Таблица 3.3 — Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон
<p>Научное объединение кафедры (студенты, преподаватели)</p>	<p>1) Освоение принципиально новой (для научной группы) области исследования и моделирования 2) Коммерческое продвижение проекта 3) Развитие и укрепление связей с отраслью промышленности (производственные компании, заводы) в области совместных научных разработок.</p>
<p>Представители промышленности (компании, заводы)</p>	<p>1) Получение проекта, способствующего оптимизации, энерго-и ресурсосбережению действующего производства. 2) Развитие и укрепление связей с научным объединением (университет, кафедра) в области совместных научных разработок.</p>
<p>Университет, к которому относится научное объединение</p>	<p>Продвижение статуса учебного заведения, повышение научного престижа</p>
<p>Научные объединения сторонние (конкурирующие)</p>	<p>Опасения в связи с появлением конкурентоспособного проекта</p>

Таблица 3.4 — Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Разработка метода и способа модернизации осушки газа, и сравнение ее энергоэффективности с аналогами.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение модернизированного оборудования с высоким уровнем энергоэффективности
Критерии приемки результата проекта:	1) Новизна идеи 2) Адекватность относительно действующего промышленного процесса 3) Расчеты обеспечивают получение полного набора необходимых производственных показателей 4) Универсальность 5) Простота и точность интерфейса
Требование к результату проекта:	Максимальное соответствие критериям приемки результата проекта

Таблица 3.5 — Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функция	Трудозатраты, час.(за 2 года)
1	Беляев В.М., доцент каф. ОХХТ	Руководитель проекта	Координирование проекта, консультирование	480
2	Корнев А.А., магистрант каф. ОХХТ	Исполнитель по проекту	Сбор и анализ литературных данных, выполнение моделирования процесса, интерпретация результатов	3840

Таблица 3.6 — Ограничения проекта

Фактор	Ограничения /допущения
Расчетные возможности	Выполнение расчетов ограничено компьютерными мощностями кафедры
Сроки завершения проекта	Июнь 2017 года
Бюджет проекта	Материальная база научной группы (кафедры)

3.7 Планирование управления научно-техническим проектом

3.7.1 Бюджет научного исследования

Выполнение научных исследований влечет за собой ряд материальных затрат для обеспечения эффективной и комфортной работы.

Таблица 3.7 — Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед. с НДС, руб		Затраты на материалы, (Зм), руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Тетрадь	шт.	2	2	30	30	60	60
Ручка	шт.	3	2	12	12	36	24
Карандаш	шт.	2	1	8	8	16	8
Бумага А0	листов	2	2	100	100	200	200
Бумага А4	листов	100	120	0,5	0,5	50	60
Итого:						362	352

Таблица 3.8 — Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПО Microsoft office	1	1,557	1,557
2	ПО Wolfram Mathematica 11	1	25,580	25,580
3	ПО Autocad Inventor	1	65,632	65,632

Таблица 9 — Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнитель по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс.руб.
1	Руководитель	20	1,19	23,8
3	Магистрант	160	0,36	57,6

Статья расчета заработной платы включает в себя основную заработную плату работников и дополнительную.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

где $Z_{осн}$ — основная заработная плата;

$Z_{доп}$ — дополнительная заработная плата.

В свою очередь основная заработная плата определяется как:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (2)$$

где $Z_{осн}$ — основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ — продолжительность работ, выполняемых научно
— техническим работником, раб. дн. ;

$Z_{дн}$ — среднедневная заработная плата работника, руб.

Средняя заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3)$$

где Z_m — месячный должностной оклад работника, руб;

M — количество месяцев работы без отпуска в течении года;

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

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

F_d — действительный годовой фонд рабочего времени научно
— технического персонала, раб. дн. (таблица 10).

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4)$$

где Z_6 – базовый оклад, руб;

$k_{пр}$ – приемлимый коэффециент;

$k_д$ – коэффециент доплат и надбавок;

$k_р$ – районный коэффециент.

Таблица 3.10 — Баланс рабочего времени за два года

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	730	730
Количество нерабочих дней		
-выходные дни		
- праздничные дни	193	193
	51	51
Потери рабочего времени		
-отпуск	48	48
-невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	424	424

Таблица 3.11 — Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Z_6 , руб.	$k_р$	$Z_м$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{раб}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	36 800	1,3	47 840	1 173	212	248 676
Магистрант	11 000	1,3	14 343	352	212	74 624

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, (5)$$

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

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

Таблица 3.12 — Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	248 676	74 624
Дополнительная зарплата	37 301	11 193
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	282 977	85 817

Отчисления на социальные нужды во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), (6)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчисления на уплату во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%. Стипендиальные выплаты студентам, магистрам и аспирантам не облагаются налогом.

Отчисления на социальные нужды составляют 76 687 руб.

Научные и производственные командировки ($C_{\text{ком}}$) составляют 10% $C_{\text{зп}}$ исполнителей проекта и равны 52 428 руб.

Общие затраты за два года реализации проекта с учетом всех вышеупомянутых пунктов составили 787 223 руб.

3.7.2 Организационная структура проекта

Исходя из рекомендаций [24] выбран проектный вариант организационной структуры проекта.



Рисунок 3 — Проектная структура проекта

3.7.3 Матрица ответственности

С целью распределения ответственности между участниками проекта сформирована матрица ответственности (таблица 13).

Таблица 3.13 — Матрица ответственности

Этапы проекта	Руководитель проекта	Магистрант
Формирование актуальной проблемы	И	О
Выбор методики решения	С	И
Литературный обзор	С	И
Проведение расчетов	С	И
Анализ полученных данных	С	И
Структурирование и оформление результатов	С	И

3.7.4 План проекта

С целью иллюстрации графика выполнения работы строится календарный план для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе временных показателей проведения научного исследования с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. Календарный план-график приведен в таблице 3.14.

3.8 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

3.8.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} , \quad (7)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Таблица 3.15 — Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя		0,25	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации		0,20	4	5	3
3. Энергосбережение		0,20	5	5	4
4. Надежность		0,20	5	5	3
6. Материалоемкость		0,15	5	4	5
ИТОГО		1			

$$I_{p.-тек.пр.} = 0,25 * 5 + 0,20 * 4 + 0,20 * 5 + 0,20 * 5 + 0,15 * 5 = 4,8$$

$$I_{p.-аналог 1} = 0,25 * 5 + 0,20 * 4 + 0,20 * 5 + 0,20 * 5 + 0,15 * 4 = 4,6$$

$$I_{p.-аналог 2} = 0,25 * 3 + 0,20 * 3 + 0,20 * 4 + 0,20 * 3 + 0,15 * 5 = 3,5$$

Сравнительная характеристика проекта:

$$Эср1 = I_{p.-тек.пр.} / I_{p.-аналог 1} = 4,8 / 4,6 = 1,04$$

$$Эср2 = I_{p.-тек.пр.} / I_{p.-аналог 2} = 4,8 / 3,5 = 1,37$$

В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Сравнение значений интегральных показателей ресурсоэффективности позволило понять, что более эффективным вариантом решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1 или 2.

Таблица 3.14 – Календарный план-график

Обозначения: Руководитель – ; Магистрант – 

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{Ki} , кал. Дн.	Продолжительность выполнения работ																												
				сент.			окт.			ноя.			дек.			январь			февр.			март			апрель			май			июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3																													
2	Выбор направления исследований	Руководитель, магистрант	5																													
3	Календарное планирование работ по теме	Магистрант	4																													
4	Изучение литературы, вычисление приближенных значений	Магистрант	110																													
5	Корректировка математической модели	Руководитель, магистрант	40																													

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Корнев Алексей Алексеевич

Институт	Физики высоких технологий	Кафедра	Общей химической технологии
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>В данной работе исследуется применение различных абсорбентов для установки осушки попутного нефтяного газа. Процесс абсорбции происходит в сосуде, работающем под давлением 0,35 МПа. В качестве осушителей применяются различные гликоли, перекачиваемые насосами по закрытой системе. Рабочее место работника находится в операторной. Ежедневно проводится осмотр технологического оборудования. Отвод неиспользованного газа отправляется на факельную систему.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ. Об охране окружающей среды . 2. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности 3. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. 4. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. 5. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов. 6. ПЭУ-00. Правила устройства электроустановок.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 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>Основные источники вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей; - дымовые газы печи регенерации. <p>Организация закрытого сброса газообразных нефтепродуктов.</p> <p>Ограничение времени пребывания в зоне рассеивания газообразных нефтепродуктов и дымовых газов</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (давление, насосы); - электробезопасность (статическое электричество, молниезащита - источники, электрооборудование, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (загазованность, профилактические мероприятия) 	<p>Сосуды сконструированы согласно ПБ 03-576-03, обеспечивающим безопасную эксплуатацию СРД.</p> <p>Все токопроводящие части оборудования, электрооборудование обеспечивается заземлением.</p> <p>Контроль газовой среды с помощью газоанализаторов</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p>Неиспользованный газ подается на факельную систему. Утилизация газа является основным источником загрязнения окружающей среды</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>В качестве наиболее типичной ЧС выбрано нарушение герметичности абсорбера с пожаром. Разработаны мероприятия по ликвидации аварии.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Условия работы работника вахтовым методом (Гл. 47 ТК РФ)</p> <p>Бесплатная выдача СИЗ работника согласно Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Раденков Тимофей Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Корнев Алексей Алексеевич		

4 Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое: содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества; учитывает ожидания заинтересованных сторон; соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения; интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях [26].

Краткая характеристика рабочего места.

В данной дипломной работе производился расчет установки по осушке попутного нефтяного газа. Основные размеры спроектированного аппарата УОГ: высота – 1,9 м, диаметр – 1 м, длина – 9 м. Данный аппарат рассчитан на установку в закрытом помещении категории А. Подсоединен к технологической линии трубопроводами: попутного нефтяного газа, абсорбента (триэтиленгликоль). Температура в установке 27 °С. Установка снабжена датчиками уровня абсорбента. Рабочее давление в аппарате 0,35 МПа.

4.1 Техногенная безопасность

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

- процесс ведется под избыточным давлением (до 3,5 кгс/см²);
- давление нагнетания насосов составляет 3,5 кгс/см²;
- вентиляции помещений используется динамическое оборудование имеющее электропривод с напряжением питания 380 В;
- применением гликолей;
- необходимостью обслуживания оборудования находящегося на отметках до +3 м от поверхности земли;

- наличием подземной сети канализации, и газопроводов;
- наличием факельных установок для сжигания газа;
- возможностью образования взрывоопасных концентраций углеводородов при проведении зачистных или ремонтных работ в емкостях;

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются;

- выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей
- дымовые газы печи регенерации.

Таблица 4.1 – Характеристика опасности производства (Пожаровзрывоопасные, токсические свойства сырья, продуктов)

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12 1 007-76)	Температура оС			Концентрационный предел воспламенения, %		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений мг/м ³ (ГОСТ 12 1 005-88)
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	нижний предел	верхний предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Нефтяной газ	газ	4	-	-	250-300	4,9	15,4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300
3	Триэтиленгликоль	жидкость	3	165	371	-	0,89	9,2	токсичный	10
4	Диэтиленгликоль	жидкость	3	135	345	-	0,62	0,8	токсичный	10
5	Пропиленгликоль	жидкость	1	107	164	421	2,6	12,6	-	-
6	Метанол	жидкость	3	8	13	464	6,7	34,7	Нервный яд, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, боль в желудке, общую слабость, мелькание в глазах, ослабление зрения, обмороки	5

4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Электрический ток представляет собой скрытый тип опасности, т.к. его трудно определить в токо- и нетоковедущих частях оборудования, которые являются хорошими проводниками электричества. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05А, ток менее 0,05А – безопасен (до 1000 В) [34].

Мероприятия по защите от зарядов статического электричества совпадают с мероприятиями по защите от вторичных проявлений молний. В связи с этим контур заземления, выполненный для защиты от вторичных проявлений молний, может быть использован для защиты от проявлений статического электричества.

Заземляющие устройства для защиты от опасных проявлений зарядов статического электричества должны объединяться со специальным устройством заземления другого назначения или использовать естественные заземлители. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для стекания электрических зарядов, не должно превышать 100 Ом. Чтобы исключить в процессе эксплуатации возможность случайных обрывов и других повреждений цепей заземления, токоотводы должны быть механически прочными.

Присоединение к контуру заземления при помощи отдельного ответвления независимо от заземления соединённых с ними коммуникаций и конструкций подлежат все аппараты, ёмкости, агрегаты, где возможно образование зарядов статического электричества.

В трубопроводах и аппаратах для предотвращения возникновения опасных искровых разрядов при движении горючих газов и паров должны везде, где это технологически допустимо, обеспечивать однофазовые газовые потоки, исключаящие твёрдые и жидкие частицы.

Интенсивность образования зарядов статического электричества увеличивается при наличии примесей в газовой и нефтяной струе.

Для предотвращения опасных искровых разрядов, накапливающихся на теле человека, находящегося во взрывоопасной зоне, должна быть обеспечена электростатическая проводимость обуви и пола, на котором находится человек. Поэтому запрещается проводить какие бы то ни было работы во взрывоопасной зоне, если человек находится на диэлектрическом основании, подставке и т.п. или не имеет электрического контакта с заземлением.

Пожарная безопасность

Предотвращение образования взрывоопасной среды внутри технологического оборудования должно быть обеспечено [48]:

- электрооборудование выбрано с учетом категории и зоны взрывоопасности;
- выполнена молниезащита зданий и сооружений;
- защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;
- дыхание емкостного оборудования, выполнено через дыхательные клапана с огнепреградителями;
- для защиты оборудования от превышения давления на аппаратах установлены предохранительные клапана;
- установленное оборудование КИПиА позволяет полностью держать под контролем технологический процесс подготовки нефти;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- управление регулирующими клапанами дистанционно со щита операторной дает возможность при необходимости быстро вмешаться в возникшую нештатную ситуацию;

– контроль наружных технологических площадок предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-20;

– тепловая изоляция для оборудования и трубопроводов выполнена из несгораемых материалов;

– территория установки ограждена по всему периметру для исключения проникновения посторонних на установку;

– контроль воздушной среды в блок-боксах ведется с помощью газоанализаторов СГМ.

Снижение взрывоопасных, токсичных веществ на площадках размещения оборудования до безопасных концентраций достигается рассеиванием их в окружающей атмосфере.

Соединения трубопроводов выполнены сваркой, фланцевые соединения используются в местах установки арматуры и в местах присоединения к оборудованию.

Оценка взрывоопасности установки осушки газа произведена в соответствии с «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» утвержденными федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. № 96.

Таблица 4.2 – Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожарной и пожаро-опасности помещений и зданий (СП 12.13130.2009)	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике	Класс Взрывоопасности (ПБ 08-624-03)
			класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	категория и группа взрывопожароопасных смесей		
1	Предварительная сепарация	А	В-1а	IIА Т1, IIА Т3	1в, 2г	Зона 1
2	Абсорбция	А	В-1а	IIА Т1, IIА Т3	1в, 2г	Зона 1
3	Дополнительная сепарация	А	В-1а	IIА Т1, IIА Т3	1в, 2г	Зона 1
4	Насосная	А	В-1а	IIА Т3	1в	Зона 1
5	Площадка печей регенерации ТЭГ	АН	В-1г	IIА Т1 IIА Т3	1в, 2г	Зона 2
6	Дренажные емкости	АН	В-1г	IIА Т3	1в, 2г	Зона 2
7	Операторная	Д	-	-	-	-

Давление

Конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений. Общие требования к аппаратам работающим под давлением, в число которых входит спроектированная ректификационная колонна [48]:

- Для каждого сосуда должен быть установлен и указан в паспорте расчетный срок службы с учетом условий эксплуатации.

- Устройства, препятствующие наружному и внутреннему осмотрам сосудов (мешалки, змеевики, рубашки, тарелки, перегородки и другие приспособления), должны быть, как правило, съемными.

При применении приварных устройств должна быть предусмотрена возможность их удаления для проведения наружного и внутреннего осмотров и последующей установки на место.

- Если конструкция сосуда не позволяет проведение наружного и внутреннего осмотров или гидравлического испытания, предусмотренных требованиями Правил, разработчиком проекта сосуда в руководстве по эксплуатации должны быть указаны методика, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов. В случае отсутствия в руководстве таких указаний методика, периодичность и объем контроля определяются специализированной организацией.

- Конструкции внутренних устройств должны обеспечивать удаление из сосуда воздуха при гидравлическом испытании и воды после гидравлического испытания.

- Сосуды должны иметь штуцера для наполнения и слива воды, а также для удаления воздуха испытании.

- На каждом сосуде должны быть предусмотрены вентиль, кран или другое устройство, позволяющее осуществлять контроль за отсутствием давления в сосуде перед его открыванием; при этом отвод среды должен быть направлен в безопасное место.

- Расчет на прочность сосудов и их элементов должен производиться по НД, согласованной с Госгортехнадзором России. Сосуды, предназначенные для работы в условиях циклических и знакопеременных нагрузок, должны быть рассчитаны на прочность с учетом этих нагрузок.

При отсутствии нормативного метода расчет на прочность должен выполняться по методике, согласованной со специализированной научно-исследовательской организацией.

Наружные глухие элементы(например, накладки), не работающие под давлением, должны иметь дренажные отверстия в самых низких местах.

- Заземление и электрическое оборудование сосудов должны соответствовать правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей в установленном порядке.

4.3 Региональная безопасность

4.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

С целью предотвращения и уменьшения загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации оборудования предусмотрены технические решения, позволяющие свести до минимума вредное воздействие на атмосферный воздух и предотвратить возможность возникновения аварийных ситуаций:

1. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии.

1. Оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом

требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

2. Опорожнение и дренаж технологических ёмкостей в закрытую систему с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс.

3. Автоматическое регулирование режимных технологических параметров.

4. Автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций.

5. Помещения сепараторов снабжены системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторной.

6. Для уменьшения концентрации взрывоопасных и вредных паров и газов в блок-боксах УОГ установлены системы вытяжной вентиляции. Воздуховоды систем вентиляции выполняются из несгораемых материалов.

7. Отопительно-вентиляционное оборудование, воздуховоды, предназначенные для помещений категории производства А, заземляются путем соединения на всем протяжении систем в непрерывную электрическую цепь или присоединением каждой системы не менее чем в двух местах к контурам заземления электрооборудования и молниезащиты с учетом требований ПУЭ.

8. При пожаре все системы вентиляции с механическим побуждением отключаются централизованно из операторной.

9. Устья труб для выброса воздуха, содержащего взрывоопасные газы, располагают на высоте не менее 1 м над высшей точкой кровли, с учетом максимального рассеивания вредных и взрывоопасных веществ в атмосфере и не ближе 10 м от возможных источников воспламенения.

Технологический процесс осушки газа ведется непрерывно в закрытых сепараторах. Отвод неиспользованного потребителями газа производится по закрытой схеме на факел.

Контроль и управление основным технологическим процессом осуществляется из бокса КИПиА со световой и звуковой сигнализацией при достижении предельно допустимых и аварийных значений.

Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом

режиме. При достижении аварийных значений параметров процесса, определяющих его взрывопожароопасность, происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов предотвращающих развитие аварийной ситуации (открытие предохранительных клапанов, остановка насосов).

Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления:

- пуск и остановка насосного оборудования, вентиляционной установки
- клапанами;

С целью своевременного обнаружения разгерметизации оборудования боксы снабжены датчиками загазованности СТМ-10, сигнал о срабатывании которых выведен в бокс КИПиА, операторную УПН и сблокирован с включением вытяжной вентиляции. Контроль состояния воздушной среды открытых площадок, осуществляется путем анализа газовойоздушной среды (ГВС) переносными газоанализаторами.

Производственные помещения установки имеют необходимое освещение и оборудованы системами электрического отопления, вентиляции и сигнализации загазованности. Установленное в них оборудование надежно закреплено, имеет герметичное уплотнение фланцевых соединений трубопроводов и вращающихся частей механизмов во избежание утечек продукта, ограждение вращающихся и движущихся частей насосов, посты управления и приборы контроля параметров работы, защитное заземление. Оборудование открытых площадок имеет необходимые для обслуживания площадки и переходы. Территория установки имеет внешнее ограждение, оборудована дорогами и проездами, наружным освещением, знаками безопасности.

4.3.2 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Технологический процесс осушки газа ведется непрерывно в закрытых сепараторах. Отвод неиспользованного потребителями газа производится по закрытой схеме на факел.

Контроль и управление основным технологическим процессом осуществляется из бокса КИПиА со световой и звуковой сигнализацией при достижении предельно допустимых и аварийных значений.

Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом режиме. При достижении аварийных значений параметров процесса, определяющих его взрывопожароопасность, происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов предотвращающих развитие аварийной ситуации.

Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления:

- пуск и остановка насосного оборудования, вентиляционной установки
- клапанами;

С целью своевременного обнаружения разгерметизации оборудования боксы снабжены датчиками загазованности СТМ-10, сигнал о срабатывании которых выведен в бокс КИПиА, операторную УПН-ГДР и заблокирован с включением вытяжной вентиляции.

Производственные помещения установки имеют необходимое освещение и оборудованы системами электрического отопления, вентиляции и сигнализации загазованности. Установленное в них оборудование надежно закреплено, имеет герметичное уплотнение фланцевых соединений трубопроводов и вращающихся частей механизмов во избежание утечек продукта, ограждение вращающихся и движущихся частей насосов, посты управления и приборы контроля параметров работы, защитное заземление. Территория установки имеет внешнее ограждение, оборудована дорогами и проездами, наружным освещением, знаками безопасности.

4.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К работе с огнеопасными и ядовитыми веществами допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медкомиссию и имеющие допуск к самостоятельной работе.

В связи с удаленностью места работы от места постоянного проживания работника применяется вахтовый метод.

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно статье 298 Трудового кодекса РФ к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц. При установленной 12-часовой рабочей смене каждая группа работников должна производить работу в соответствии с графиком сменности.

В соответствии с Типовой инструкцией по охране труда при работе на персональном компьютере ТООИ Р-45-084-01 [28], продолжительность непрерывной работы с компьютером без регламентированного перерыва не должна превышать двух часов. При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к различным видам трудовой деятельности, за основную работу с компьютером следует принимать такую, которая занимает не менее 50% времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

На работах с вредными и опасными условиями труда работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь, защитная каска, защитные перчатки, наушники, защитные очки, а также смывающие средства.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 6 – Возможные типичные аварийные ситуации и план мероприятий по их ликвидации

Вид аварии	Признаки аварии	Мероприятия по ликвидации аварии				Мероприятия по спасению людей
		В начальной стадии	Исполнители	В последующей стадии развития	Необходимые силы, средства и материалы	
Нарушение герметичности абсорбера в блоке абсорбции с пожаром	<p>1. Срабатывание пожарной сигнализации.</p> <p>2. Визуально при обходе (дым, открытый огонь).</p> <p>3. Появление запаха дыма.</p>	<p>Сообщить об аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в пожарную охрану - начальнику смены РИТС по телефону - при наличии пострадавших в медпункт - оповестить голосом и с помощью системы речевого оповещения, с помощью ручного пожарного извещателя персонал смены, всех находящихся на объекте аварии. - оповестить руководство цеха и непосредственного руководителя 	<p>Первый заметивший, ответственный руководитель, оператор</p>		<p>Телефон, СИЗ находятся в операторной.</p> <p>Средства первичного пожаротушения на пожарных щитах.</p> <p>Аварийный инструмент в операторной аварийный шкаф.</p> <p>Аварийный запас средств индивидуально и коллективной защиты</p>	<p>Оповещение людей, находящихся на объекте, об аварии.</p> <p>Вывод людей из опасной зоны Для выхода из опасной зоны использовать средств индивидуальной защиты: противогазы фильтрующие.</p> <p>Спасение пострадавших: отыскать пострадавших и эвакуировать из очага поражения, оказать первую медицинскую помощь и доставить в медицинское учреждение</p> <p>Предупредить и эвакуировать людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии.</p>
		Использовать средства индивидуальной защиты	<p>Ответственный руководитель, оператор</p>			
		Прекратить огневые, ремонтные, строительно-монтажные работы, если они ведутся.	<p>Ответственный руководитель, оператор</p>			

		Продублировать включение системы пожаротушения.	Оператор		в операторной аварийный шкаф.	Ограничить доступ на территорию УПН людей и транспорта (кроме специального). Пожарная охрана прибывает к месту аварии, производит предварительное развертывание сил и средств для ликвидации возможного пожара. При угрозе жизни людей производит их спасение
		Перевести поступление газа на резервную линию: открыть задвижку № 1г. Отсечь линию от действующей схемы : закрыть задвижки № 1г, 3г на линии которой произошел пожар.	Оператор			
		Остановить печь регенерации, насос для подачи ТЭГа. Перейти на резервную линию.	Оператор			
			Ответственный руководитель, Производственный персонал	Принять меры по ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения до прибытия пожарной охраны. По прибытии подразделения пожарной охраны проинформировать руководителя тушения пожара о конструктивных и технологических особенностях объекта, количестве и пожароопасных свойствах веществ и материалов.		
			Производственный персонал	Оградить аварийную зону, выставить предупреждающие знаки.		
			Персонал УПН	- действует под руководством ответственного руководителя: - проводит поиск пострадавших и эвакуирует их из опасной зоны, оказывает им первую помощь, при необходимости поддерживает жизнеспособность, - по прибытии врача или фельдшера, передает им пострадавших, - встречает подразделение пожарной охраны и сопровождает кратчайшим путем к месту аварии, - выполняет необходимые переключения,		

				<ul style="list-style-type: none">- выставляет предупредительные знаки и посты, ограждает опасную зону,- тушит пожар ПСПТ, принимает участие в ликвидации аварии.		
--	--	--	--	--	--	--

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе было проведено исследование возможности применения различных абсорбентов – осушителей. Был произведен сравнительный анализ существующих абсорбентов. В качестве осушителей были выбраны гликоли: триэтиленгликоль, диэтиленгликоль, пропиленгликоль, этиленгликоль.

Возможность применения различных гликолей исследовалась на прямоточном многоступенчатом распыливающим абсорбере установки осушки газа. В результате было получено, что наиболее ресурсоэффективным осушителем является триэтиленгликоль. Его физико-химические свойства, поглотительная способность, потери при капельном уносе газовым потоком по сравнению с аналогами являются наилучшими. Как показали расчеты, доля потерь ТЭГа является наименьшей. При анализе рынка было выявлено, что самым дорогим гликолем является ТЭГ. Общие затраты за закупку ТЭГа превышают ДЭГ и ПГ, ЭГ в 2,1 и 4,5 раза, соответственно. Для снижения затрат на приобретение триэтиленгликоля необходимо найти наиболее выгодное предложение по цене.

Наиболее подходящим аналогом ТЭГа является диэтиленгликоль. В случае замены осушителя должны проводиться опытно-промышленные испытания на установке с контролем характеристик газа (влажность, точка росы, количество унесенного гликоля) и осушителя (концентрации насыщенного и осушенного гликолей, количество растворенных углеводородов в гликоле).

В данной работе также была разработана установка по осушке попутного нефтяного газа производительностью 0,5 млн. м³/сутки.

Был рассчитан материальный баланс установки для различных абсорбентов, расходы абсорбентов. Определены основные геометрические размеры аппарата: диаметр абсорбера $d_a=1$ м, длина абсорбера $L=5,8$ м, длина

массообменной зоны $L_e=0,65$ м, количество массообменных зон равно 3, длина сепарационного элемента $L_c=0,7$ м. В качестве сепарационного элемента выбран рукав сетчатый.

Произведен конструктивно-механический расчет установки. Толщина стенки обечайки абсорбера $s=6$ мм. В ходе расчета определилось, что укрепление отверстия не требуется. Также рассчитаны на прочность и герметичность фланцевые соединения. Подобраны и проверены на прочность опорные элементы. В качестве опорных элементов было выбрано: опорные лапы, опорные стойки.

В разделе финансового менеджмента было произведено построение оценочной карты для сравнения аналогичных осушителей, спланирован комплекс работ на создание проекта, построен график выполнения работ, рассчитаны материальные и специальные затраты НТИ, основная заработная плата и внебюджетные отчисления а также интегральные показатели ресурсоэффективности.

Определены основные вредные и опасные факторы производства, составлены требования пожарной безопасности, мероприятия по эвакуации людей, средства пожаротушения и пожарной сигнализации, дополнительные меры безопасности при эксплуатации.

Список использованных источников

1. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зигберт Г.К. Технологические процессы подготовки газа и методы расчета оборудования. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с.: ил. – ISBN 5-8365-0047-9.
2. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М., «Недра», 1980, с.293.
3. ОСТ 51.40-93. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
4. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.: ил.
5. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 596 с.: ил.
6. Официальный сайт ОАО «Газпром». [Электронный ресурс].- Режим доступа : <http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/> - свободный.
7. Технологический регламент установки УОГ ЦППН-4 п.Пионерный.
8. Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. – М.: Химия, 1983. – 224 с., ил.
9. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка природных и попутных газов. М., Недра, 1975. 158 с.
10. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. Изд. 2-е. М., «Химия», 1984. – 192 с.

11. Кембел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Горман, США 1972. Пер. с англ. Под ред. Д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. М., «Недра», 1977, с. 349.

12. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: Учебное пособие для вузов под ред. чл-корр. АН СССР П.Г. Романков. – 10-е изд., перераб. и доп./Репринтное воспроизведение издания 1987 г. – М.: Альянс, 2013. -576 с.

13. Лашинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов: Справочник. – 2-е изд., перепечатка с 1981 г. М.: ИД «Альянс», 2088-384 с., ил.

14. Официальный сайт «The MEGlobal Group of Companies». [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.meglobal.biz/media/product_guides/MEGlobal_MEG.pdf - свободный.

15. Официальный сайт «The Dow Chemical Company». [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh_091b/0901b8038091b508.pdf?filepath=pro - свободный.

16. ГОСТ Р 52857.1 – 2007. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования».

17. ГОСТ Р 52857.2 – 2007. «Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек».

18. ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов , аппаратов и котлов.

19. ГОСТ Р 52857.3 – 2007. «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».

20. ГОСТ Р 52857.4 – 2007. «Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений».

21. ГОСТ Р 52857.5 – 2007. «Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок».

22. Лацинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры» Л., «Машиностроение». 1970 г., 752 стр. Табл. 476, Илл. 418, Бобл. 218 назв.

23. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

24. Морозов В.А., Луговской А.И., Степанников С.В., Киевский В.Я., Ямпольская М.Х. Способ первичной перегонки нефти. Патент RU 2401296, 2009.

25. Катаев К.А. Всероссийский журнал научных публикаций. Выпуск № 1(2)/2011 г.

26. Бурлак Г.Н. Безопасность работы на компьютере: Организация труда на предприятиях информационного обслуживания: учебное пособие. – М.: Финансы и статистика, 1998. – 144с.

27. Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат при производстве геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые. - М.: ВИЭМС, 1985

28. Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 «О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03».

29. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

30. ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

31. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

32. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

33. ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. Общие поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязь.

34. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТ Р М-016-2001

35. Общая теория права (библиотека) [Электронный ресурс] // Общая теория юридической ответственности URL: <http://isfic.info>

36. ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и ^ складов нефтепродуктов.

37. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).

38. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ. - 2008.

39. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.

40. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно

– вычислительным машинам и организации работы». - М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

41. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.

42. СНиП 2.04.05 – 91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

43. СНиП 21–01–97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с.12.

44. СНиП 23–05–95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. М.: Минстрой России, 1995.

45. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 28.12.2016) "Об отходах производства и потребления".

46. Экология справочник [Электронный ресурс] // Способы охраны атмосферного воздуха URL: <http://ru-ecology.info>

47. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

48. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Список собственных публикаций

49. Химия и химическая технология в XXI веке : материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулева (г. Томск, 29 мая – 01 июня 2017 г.) / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 556 с.

Приложения А

ФЮРА.027151.001.ТЗ

Приложения Б

ФЮРА.027151.001.СБ

Приложения В

ФЮРА.027151.002.СБ

Приложения Г

ФЮРА.027151

Приложения Д
ФЮРА.УОГ000001.СБ

Приложение Е
(справочное)

Раздел 1.2.3

(Описание технологического процесса и технологической схемы)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Корнев Алексей Алексеевич		

Консультант кафедры ОХХТ _____ :

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

Консультант – лингвист кафедры ИЯ ФТИ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна О.Н.	д.п.н, доцент		

1.2.3 Process and process flow diagram description

Process flow diagram is shown in Appendix A.

The associated gas arrives at the unit at a pressure of 1.2 - 3.5 kgf / cm² and passes into a horizontal pre-separator. Inside the pre-separator horizontal perforated plates are mounted, on which the baffle plates are welded in staggered order. Separated liquid is collected in the condensate collector which is a part of the separator.

The condensate collector of the pre-separator is equipped with maximum and minimum liquid level sensors and a pneumatic level controller. As it arrives, the separated liquid is automatically withdrawn to the drainage drum DD.

After separation gas enters the absorber. The head of the absorber is equipped with a packed bed made of a compressed hose wire screen which provides better gas purification. The separating section of the absorber is also equipped with a condensate collector with maximum and minimum liquid level sensors. As far as liquid is collected it is drained through the regulator into the drainage drum DD.

After fine cleaning, the gas steadily passes through three mass transfer zones of the absorber separated from each other by the wire screen packed beds. Gas passing through the mass exchange zones by pumps H-1, 2 at a pressure of 2.5 to 3.5 kgf / cm² is fed by Triethylene glycol (TEG) from the regeneration cube. Before the pump suction H-1, 2 TEG is pre-cooled to 15-300 C in a gas-glycol heat exchanger installed in an additional separator. Glycol is sprayed by special nozzles forming a significant number of glycol drops with a large surface area. Moreover they are well distributed in the gas flow. The limit of the surface area increase, in practice, is when glycol smallest particles start turning into fog. Inside the spray stages, not only the fast mass transferring occurs, but also gas and glycol temperatures equalization.

The optimum temperature of the TEG entering the absorber is 15-30 ° C. At lower temperatures, glycol viscosity increases, at higher temperatures, vapor pressure of the glycol increases, and accordingly, losses increase.

The greatest dilution of the dryer (TEG) occurs in the first spray stage, the least dilution in the last. By means of an intermediate separation, a maximum difference in the partial pressures is achieved in each spray section. Thus, the maximum value of the dew point is reached. Saturated triethylene glycol precipitates on the wire screens dividing spray sections and is collected in the second condensate collector equipped with the maximum and minimum TEG level sensors. Then through the valve TEG enters distillation column of the TEG regeneration furnace.

The gas dehydration parameters depend on the pressure, contact temperature and triethylene glycol concentration.

Pressure increase lowers gas humidity and, consequently, reduces the amount of absorbent fed to dry the gas reaching desired dew point. The temperature of the gas dehydration process is one of the main factors determining technical and economical parameters of the gas dehydration. The lower the temperature of the gas, all other conditions being equal, the less is its equilibrium moisture. Therefore, to extract moisture from the gas, a smaller absorbent specific consumption is required. However, the permissible contact temperature is limited by the viscosity of the solution.

The greatest dew point depression is obtained by drying gas with a TEG solution of viscosity not more than 100 mm² / s. As the viscosity of the solution exceeds this point, the mass-exchange process between the gas and the dryer deteriorates; there is no equilibrium between them. From the absorber, the dehydrated gas enters an additional separator equipped with a heat exchanger additionally cooling regenerated glycol.

The shell side (between the heat exchanger and the inner side of the separator) is filled with a wire screen. The additional separator is designed to collect

TEG leaks, as well as to condense TEG in the form of an aerosol. The condensed TEG enters a condensate collector equipped with maximum and minimum liquid level sensors, and then through the valve is discharged into the saturated glycol solution line and fed to the regeneration.

After additional separation, dried gas is enters the burners of the TEG regeneration furnace and the dehydrated gas collector, from which it is distributed to consumers: MTF-10 / 1-3, CPF and CPF-2, boiler house Pionerny, oil refinery, the remains are flared on the HP flare.

Concentration of the TEG in the gas dehydrating solution has a strong effect on the process. To restore the dehydrating ability of saturated absorbents, it is necessary to extract moisture from them. On this unit for TEG regeneration a rectification method at atmospheric pressure is used. When regenerating glycols under atmospheric pressure and at the bottom desorber temperature 204⁰C (TEG decomposition point -206⁰C), it is impossible to obtain a solution with a concentration higher than 98%.

The saturated solution of triethylene glycol from the absorber condensate collectors and the additional separator cube enters the distillation column through the recuperative heat exchanger located in the regeneration furnace. Part of the saturated TEG is fed to the reflux condenser and then to the rectification. At the bottom of the column there is a TEG regeneration cube, in the upper part - reflux condenser. The column is filled with a packed bed of Raschig rings. The heat input into the upper regeneration cube is produced by burning gas in a steam pipe and heating TEG to 170-195⁰ C.

The saturated TEG solution is irrigated on the Raschig rings. When passing through the packing bed, moisture and condensate are separated from the triethylene glycol due to the difference in evaporation temperatures. The regenerated TEG is drained into the upper cube of the regeneration furnace, from where it flows into the

lower regeneration cube through the overflow pipe and further to the pump suction H -1,2.

Vapors of moisture and condensate condensate at a temperature of 40-90°C on a plate of the reflux condenser supplied with a temperature sensor from where every 2 hours the steam is drained into the drainage drum DE. TEG particles are partially carried away with moisture. The consumption of the TEG - 40mg per 1000 m³ of associated gas. When launching the gas drying unit, for rapid rising of the TEG temperature, triethylene glycol is circulated along the "small circle" bypassing the absorber. To fill the cubes of the regeneration furnace, a TEG service tank E-1 V = 4.7 m³ and an auxiliary pump H-3 are available [4].

Triethylene glycol

Various dehydrators are used to extract moisture from natural gas. Ethylene glycol (EG), diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol are the most widely used gas dehydrating solutions.

An important property of glycols is their ability to lower the freezing point of aqueous solutions. This property makes it possible to use aqueous solutions of glycols as an anti-hydrate inhibitor at minus contact temperatures.

Triethylene glycol has less volatility than the rest of the glycols, therefore, TEG gives a more significant drop in dew-point temperature. In addition, TEG has a higher onset temperature, hence, during regeneration, TEG can be heated to a higher temperature than the DEG , which helps to achieve higher concentration of the regenerated solution without using a vacuum [3].

Table 1.3 – TEG physico-chemical properties

Properties	ТЭГ
Molecular weight	150,18
Specific gravity	1,126
Boiling temperature, °C	278,3

Freezing temperature, °C	-7,2
Viscosity at 20 °C, МПа*с	47,8
Critical temperature, °C	440
Critical pressure, МПа	3,72