

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/А.Н. Сокольников  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования  
газа

Руководитель                          доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник                          Б.Б. Асанбеков

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования  
газа»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования газа» содержит 80 страниц текстового документа, 6 листов графического материала и 34 использованных источника.

**ГАЗ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА, КОМПРЕССОР, СЕПАРАТОР, ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ ГАЗА, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА.**

Объект работы – установка подготовки и компримирования газа на Куюбинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет исследования – процесс отделения газа от нефтегазоводяной смеси (НГВС) и подготовка газа на нефтегазоконденсатном месторождении для последующего транспортирования.

Цель работы – разработка эффективного и экономически выгодного способа подготовки и компримирования газа.

Задачи:

- провести анализ запасов газа на месторождении и определить свойства газа и требования к его качеству для последующего транспортирования;
- исследовать существующие методы подготовки газа;
- провести патентно-информационный поиск для выбора наиболее эффективного способа подготовки газа;
- подобрать оборудование для подготовки и компримирования газа, и составить технологическую схему установки подготовки газа.

В настоящей бакалаврской работе проведен патентно-информационный поиск способов подготовки газа, произведены расчеты параметров газа, осуществлен подбор основного и вспомогательного оборудования установки подготовки газа; рассмотрены особенности технического обслуживания оборудования.

В экономической части работы приведены расчеты единовременных капитальных затрат на строительство установки подготовки газа и эксплуатационных расходов на обеспечение работы установки.

Раздел безопасность и экологичность содержит анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения строительных и монтажных работ, перечислены требования к размещению используемого оборудования установки подготовки газа, указаны требования безопасности технологического процесса, пожарной и взрывопожарной безопасности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
Основная часть.....	8
1 Описание месторождения.....	8
1.1 География месторождения.....	8
1.2 Углеводородные запасы месторождения.....	8
2 Подготовка и сбор газа.....	9
2.1 Характеристика попутного нефтяного газа.....	9
2.2 Требования к качеству газа для транспортировки.....	10
3 Существующие методы подготовки и сбора газа.....	12
3.1 Низкотемпературная сепарация.....	12
3.2 Низкотемпературная конденсация.....	16
3.3 Абсорбционная осушка газа.....	18
3.4 Адсорбционная осушка газа.....	19
4 Состав сооружений магистрального транспорта газа.....	22
5 Методы повышения энергоэффективности подготовки и компримирования газа.....	25
6 Причины повышения энергоэффективности подготовки газа .....	28
7 Техническое предложение .....	29
7.1 Формула изобретения.....	29
7.2 Описание технологической схемы процесса.....	32
8 Расчетная часть.....	36

8.1 Определение свойств газа.....	36
8.2 Подбор оборудования.....	42
9 Экономическая часть.....	53
9.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство УПГ.....	53
9.2 Эксплуатационные затраты на обслуживание УПГ .....	57
9.3 Обоснование экономической выгоды УПГ .....	63
10 Безопасность и экологичность.....	65
10.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	65
10.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ.....	66
10.3 Санитарные требования к размещению используемого оборудования.....	67
10.4 Обеспечение безопасности технологического процесс.....	68
10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	70
10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	72
10.7 Экологичность проекта.....	75
Заключение.....	76
Список использованных источников.....	77

## **ВВЕДЕНИЕ**

Попутный нефтяной газ является ценным энергетическим ресурсом. Качественная подготовка газа в промысловых условиях является важным элементом для его потенциала. Высокие потребительские качества газа и экономически выгодное обеспечение затрат играют большую роль в данном процессе.

Целью настоящей дипломной работы является разработка эффективного и экономически выгодного способа подготовки и компримирования газа.

Для того чтобы выполнить поставленную цель, необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ запасов газа на месторождении и определить свойства газа и требования к его качеству для последующего транспортирования;
- исследовать существующие методы подготовки газа;
- провести патентно-информационный поиск для выбора наиболее эффективного способа подготовки газа;
- подобрать оборудование для подготовки и компримирования газа, и составить технологическую схему установки подготовки газа.

Предметом исследования является процесс отделения газа от нефтегазоводяной смеси (НГВС) и подготовка газа на нефтегазоконденсатном месторождении для последующего транспортирования.

Объектом работы является установка подготовки и компримирования газа на Куюбинском нефтегазоконденсатном месторождении.

# **ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

## **1 Описание месторождения**

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Лицензией на освоение месторождения владеет компания ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

### **1.1 География месторождения**

Рассматриваемое месторождение расположено на территории Сибири. Конкретным местом расположения является Эвенкия, расположенная к северу от Ангары и на востоке от Енисея, в основном по левому берегу реки Подкаменная Тунгуска.

Извлекаемые припасы углеводородов залегают на глубине 2,2…2,5 км, большей частью в трещинах, пустотах и кавернах доломитов. Газовая заваль размещена в западной части месторождения на глубине 2,2 км. Углеводороды данного месторождения залегают неравномерно, это связано неоднородным строением нефтегазоносного резервуара [1].

### **1.2 Углеводородные запасы месторождения**

Датой начала открытия месторождения считается 1973 году, работы по геологоразведке и исследованию пластов начались в 1996 году

К началу 2006 года на месторождении было разведано около 200 млн тонн нефти, геологоразведочные работы в 2013 году дали оценку запасам месторождения в 281 млн тонн нефти.

С 2010 года на Куюмбинском месторождении интенсивно проводится развитие структуры производства и подготовка углеводородных запасов к

процессу промышленной переработки. В настоящее время к категории промышленных запасов относится чуть более трети всех ресурсов месторождения. На данном месторождении бурятся скважины поисково-разведочного типа, проводится 3D-сейсморазведка.

Совокупные запасы Юрубченено-Тохомского блока оцениваются в 800...1200 млн т. нефти и свыше 2 трлн. м<sup>3</sup> газа [2].

## **2 Подготовка и сбор газа**

### **2.1 Характеристика попутного нефтяного газа**

Попутный нефтяной газ, или ПНГ является газом, который растворен в нефти. Добыча попутного нефтяного газа происходит в процессе добыче нефти, то есть ПНГ – сопутствующий продукт добываемой нефти. Данный углеводород является ценным сырьем для дальнейшего использования.

Нефтяной газ с нефтью находятся вместе в одних и тех же пластах. В условиях высокого давления эти вещества скапливаются в порах, проходят процесс непрерывного преобразования, затем микро капиллярными силами поднимаются наверх. В процессе выхода на поверхность, возможно образования ловушки, то есть, когда более плотный пласт накрывает пласт, по которому мигрирует углеводород, и так происходит накапливание. В том случае, когда накапливается достаточно углеводородов, случается процесс вытеснения солёной воды, больше тяжкой, чем нефть. Дальше нефть отделяется от более лёгкого газа, но при данном доле растворённого газа остаётся в водянистой фракции. Как раз отделившаяся вода и газ работают инструментов выталкивания нефти наружу, образуя водо- или же газонапорные режимы. Ем нефтегазоносного резервуара.

В процессе разработки месторождения количество скважин выбирается, на основе условий глубины залегания и контура территории залегания. Выбрав количество скважин, исходя из этих условий, добыча будет идти более эффективно.

Основной используемый вид бурения – роторное бурение. Такое бурение сопровождается непрерывным подъёмом бурового шлама – фрагментов пласта, отделённых буровым долотом, наружу. Буровой раствор, состоящий из смеси химических реагентов, используется для улучшения эффективности бурения скважин.

Компонентный состав ПНГ имеет зависимость от расположения и геологического строения месторождения.

Компонент метан является самым значительным в составе ПНГ. Его процент достигает отметки в 70 % от всего состава попутного нефтяного газа.

Вследствие значительного количества влаги и механических примесей газ труднее транспортировать по газотранспортной системе, но несмотря на это, компонентный состав газа является очень ценным сырьем для предприятий нефтехимической отрасли [3].

## **2.2 Требования к качеству газа для транспортировки**

С целью обеспечения безотказности технологического процесса газотранспортных систем, составной частью коих считаются установки всеохватывающей подготовки газа к автотранспорту, к качеству газа предъявлены конкретные запросы.

Основным качественным признаком является точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). В природном газе, помимо легких углеводородов (метана и этана), содержатся и более тяжелые углеводороды такие как: пропан, бутан. Также в состав газа входят пары воды и метанола. Помимо этого, в составе могут наблюдаться инертные газы (например, аргон Ar), соединения серы (S), азот (N<sub>2</sub>) и диоксид углерода (CO<sub>2</sub>).

В процессе осуществления транспортировки природного газа без проведения его осушки и чистки в системе газопроводов имеют большие шансы создаваться воды, что вызовет гидратообразования. Для разумеренного автотранспорта газа и беспрерывной работы газопроводов принципиально убрать или же уменьшить вероятность конденсации жидкостей или же осаждения жестких препаратов на переходных режимах и в процессе обычной работы. При контакте углеводородов с водой могут образовываться гидраты, которые способны забивать и закупоривать клапаны и трубопроводы, а также могут привести к аварийным остановкам.

Для того чтобы газ был готов к транспортировке по магистральным газопроводам необходимо, чтобы он требованиям СТО Газпром 089 – 2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» (точка росы по углеводородам – 10 °C; точка росы газа по воде – 20 °C). Требования к газу представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Требования к качеству газа

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов				Метод испытания	
	Умеренный		Холодный			
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04		
Точка росы газа по влаге, °C, не выше	-3	-5	-10	-20	По ГОСТ 20060	
Точка росы газа по углеводородам, °C, не выше	0	0	-5	-10	По ГОСТ 20061	
Температура газа, °C	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается					
Масса сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 <sup>*)</sup> (0,02)	По ГОСТ 22387.2	
Масса меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 <sup>*)</sup> (0,036)	По ГОСТ 22387.2	
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0	По ГОСТ 23781	
Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup> , при 20 °C и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5	По ГОСТ 22667	

Разрешается подача газа в отдельные газопроводы с более высоким содержанием меркаптанов и сероводорода по согласованным в установленном порядке техническим условиям [4].

Главной целью определения показателей и норм качества газа является повышение надежности и эффективности работы газотранспортных систем.

### **3 Существующие методы подготовки и сбора газа**

Важным показателем выбора способа промысловой подготовки газа к транспортировке по системе газотранспорта является температура точки росы газа по углеводородам и воде, исключающая их выпадение и конденсацию в газопроводах.

На выбор технологии подготовки газа влияет состав сырья степень извлечения целевых компонентов, и помимо этого, в каждом конкретном случае проводятся всесторонние технико-экономические проработки [5].

#### **3.1 Низкотемпературная сепарация**

Низкотемпературной сепарацией называется процесс, результатом которого является извлечение жидкостей из состава газообразной смеси путем однократной конденсации в условии пониженного температурного режима с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз.

Данная технология предусматривает следующие операции:

- газ подвергается процессу первичной сепарации, во входном сепараторе улавливается жидкость;
- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа путем дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), турбодетандер, трубка Ранка;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев готового газа в теплообменнике перед подачей в магистраль [6].

Рассмотрим принцип работы низкотемпературной сепарации.

Установка низкотемпературной сепарации включает в себя следующее оборудование:

- блоки сепаратора входного;
- теплообменное оборудование;
- сепаратор с низкотемпературными параметрами;
- блок регенерации;
- устройство подачи химического реагента;
- трубопроводная арматура;
- средства автоматизации.

Принципиальная схема подготовки газа путем низкотемпературной сепарации приведена на рисунке 1.

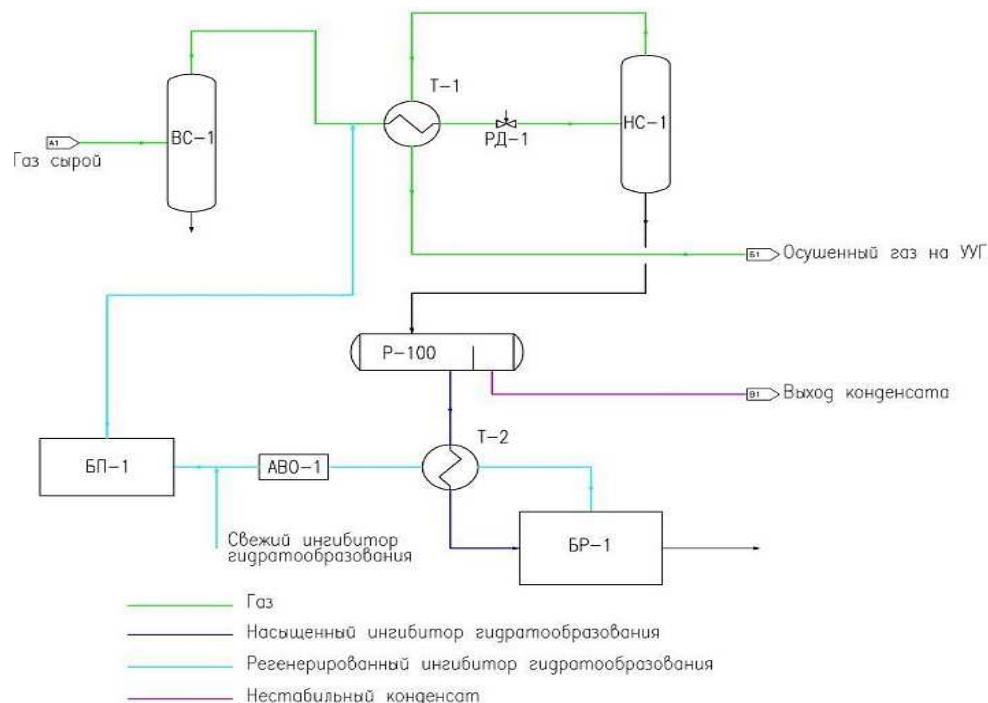


Рисунок 1 – Установка подготовки природного газа методом низкотемпературной сепарации

Установка работает следующим образом. Неочищенная смесь газа под давлением подается в газоотделитель ВС-1, где происходит отделение

конденсата и механических примесей от консистенции. Остатки сбрасываются в канализацию, после чего вывозятся цистерной.

Чистый газ направляется в теплообменник газ-газ Т-1, где он сначала замораживается газом, циркулирующим потоком из низкотемпературной сепарации.

Чтобы предотвратить образование гидравлических систем прямо перед теплообменником, в газ подают диэтиленгликоль.

После этого газ дросселируется клапаном РД-1, охлаждаясь при этом за счет эффекта Джоуля-Томсона. После процесса замораживания газ направляется на вторую ступень сепарации в газосепаратор с УВ-1, где конденсат с ингибиторным веществом, насыщенным водой, отделяется и направляется в сепаратор Р-100. Осушенный газ нагревается в теплообменнике Т-1, а неочищенный газ подается на сушку до определенной температуры и направляется в платный узел учета.

Смесь нестабильного газового конденсата с водонасыщенным ингибитором поступает в сепаратор П-1, где конденсат отделяется и направляется на очистку. Водонасыщенный раствор ингибитора нагревается в кожухотрубном теплообменнике Т-2 циркулирующим потоком регенерированного ингибитора и подается в блок регенерации БР-1. Устройство для регенерации состоит из дистилляционной колонны, которая направлена точно в перегонный куб, в котором жидкость нагревается в жаровой трубе с использованием процесса сжигания газа.

Испаренная вода конденсируется в невесомой морозильной камере, отделяется в сборном резервуаре и сбрасывается в дренажный резервуар.

Ингибитор регенерируется через теплообменник Т-2, где охлаждается потоком насыщенного ингибитора, и через воздухоохладитель АВО-1 направляется в емкость подачи реагентов БП-1. Затем блок подачи реагента возвращается в блок сушки с помощью насосов-дозаторов.

Из превосходства низкотемпературной сепарации газа возможно обозначить надлежащее:

- маленькие серьезные и эксплуатационные расходы;
- в одно и тоже время с извлечением водянистых углеводородов случается и процесс осушки газа до поставленных требований;
- установки низкотемпературной сепарации довольно несложны в эксплуатации и техническом обслуживании, собственно, что разрешает внедрение технического персонала средней квалификации;
- простота регулировки технологического процесса и его автоматизации в промысловых условиях;
- вероятность постепенного дополнения и становления технологии при понижении пластового давления и, в соответствии с этим, сокращении свободного перепада давления.

Но рассмотренный способ осушки газа обладает существенным недостатком.

Неувязка метода в том, собственно, что через 4 года впоследствии ввода месторождения в использование, давление добываемого газа начинает постепенно падать, вследствие чего метод утрачивает свое превосходство.

Исходя из чего, метод низкотемпературной сепарации не позволяет подготовить газ в согласовании с требованиями по подаче газа в магистральный газопровод, что делает его не только малоэффективным, но и зачастую вовсе бесполезным.

Кроме того, недостаточное извлечение конденсата рассматривается как недостаток метода – удаляется только конденсат, окружающий водную фазу. Значительная часть тяжелых углеводородов остается в газе, поэтому требуемая теплота точки росы углеводородов не достигается.

Эти дефекты вызывают трудности при эксплуатации трубопроводов, и приводят к недополучению прибыли для эксплуатирующей организации [7].

### 3.2 Низкотемпературная конденсация

Низкотемпературной конденсацией называют процесс, при котором газ охлаждается изобарным путем и последовательно происходит отделение конденсата и механических примесей при определенном давлении.

На рисунке 2 показана схема установки низкотемпературной конденсации.

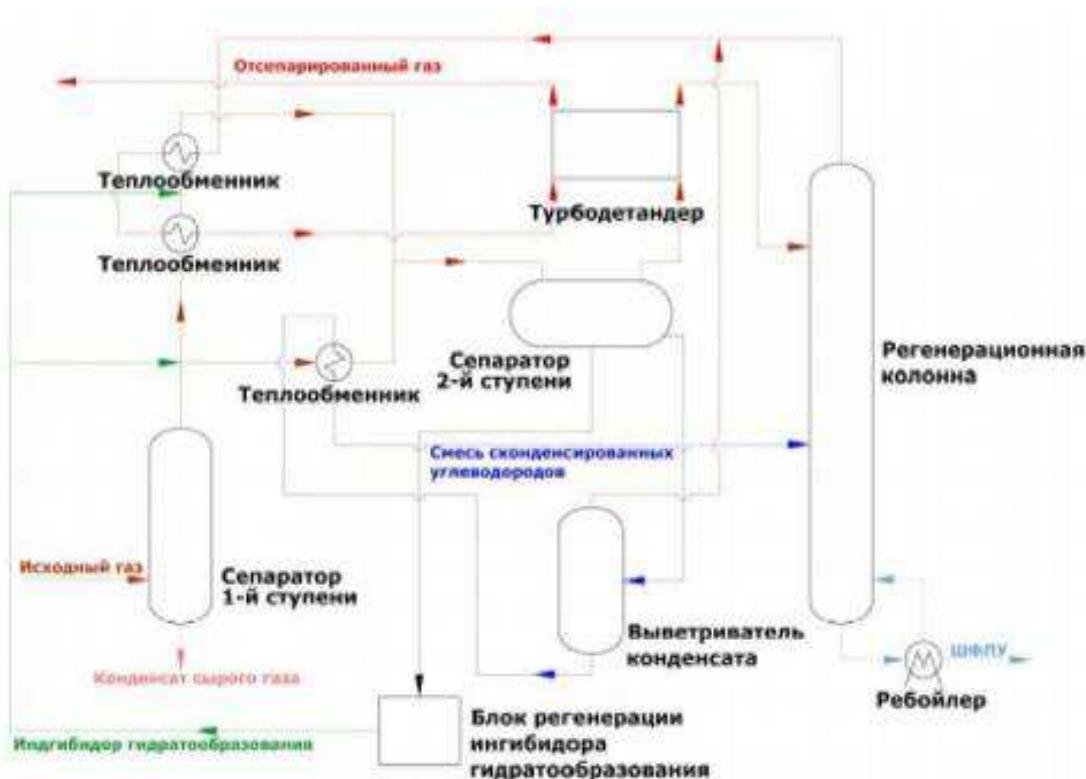


Рисунок 2 – Схема установки низкотемпературной конденсации газа

Метод очистки газа низкотемпературной конденсацией протекает при температурах, которые значительно ниже, чем при методе низкотемпературной сепарации. Помимо этого, данный метод позволяет извлекать из газа тяжелые углеводороды. Чтобы обеспечить искусственный холод в оборудовании НТК, используются турбодетандеры, в которых энергия газа при его расширении рекуперируется для создания холода. Чтобы турбодетандера обладали большей мощностью, необходимо большее количество природного газа.

Газ, заранее прошедший осушку, охлаждается в рекуперативных теплообменниках. Затем газ поступает в сепаратор, в котором он подвергается процессу отделения от него сконденсированных углеводородов.

Затем газовый поток поступает в турбодетандер, далее в разделительную колонну. Смесь конденсированных углеводородов из сепаратора поступает в ту же колонну из теплообменников. Конденсированные углеводороды из этана и выше отбираются в нижней части колонны. Дегазированный газ выводится в теплообменники в верхней части колонны, а затем направляется в турбодетандер, где он сжимается энергией расширительного газа из сепаратора, а затем направляется в приемник. Полученная смесь углеводородов направляется в установку газофракционирования, где отбираются этановая фракция и более тяжелые углеводородные фракции.

Процесс подготовки газа с методом низкотемпературной конденсации обладает следующими преимуществами:

- НТК по сравнению с НТС позволяет получать более стабильную точку росы вне зависимости от перепада давления газа и времени года;
- НТК позволяет холдить газ до более низкой температуры по сравнению с НТС и получать больше водянистых товаров;
- применение фракционирующих колонн в сравнении с емкостями выветривания позволяет сократить сбросы на факел и получить более широкую линейку жидких товаров;
- реализация сходственных проектов, невзирая на кажущуюся дороговизну, имеет недалёкий срок окупаемости вложений как каждого шага в отдельности, так и вся полностью сходу, по этой причине, невзирая на огромные серьезные вложения, при реализации полного комплекса подготовки газа инвесторы получат огромную прибыль больше очень быстро при той же окупаемости вложений, что и каждый шаг в отдельности [8].

### 3.3 Абсорбционная осушка газа

Абсорбция газа – это один из способов осушки газа с применением жидкого реагента (диэтиленгликоля). Эта операция позволяет перед транспортировкой удалить из голубого топлива влагу.

Технологическая схема установки абсорбционной осушки газа представлена на рисунке 3.

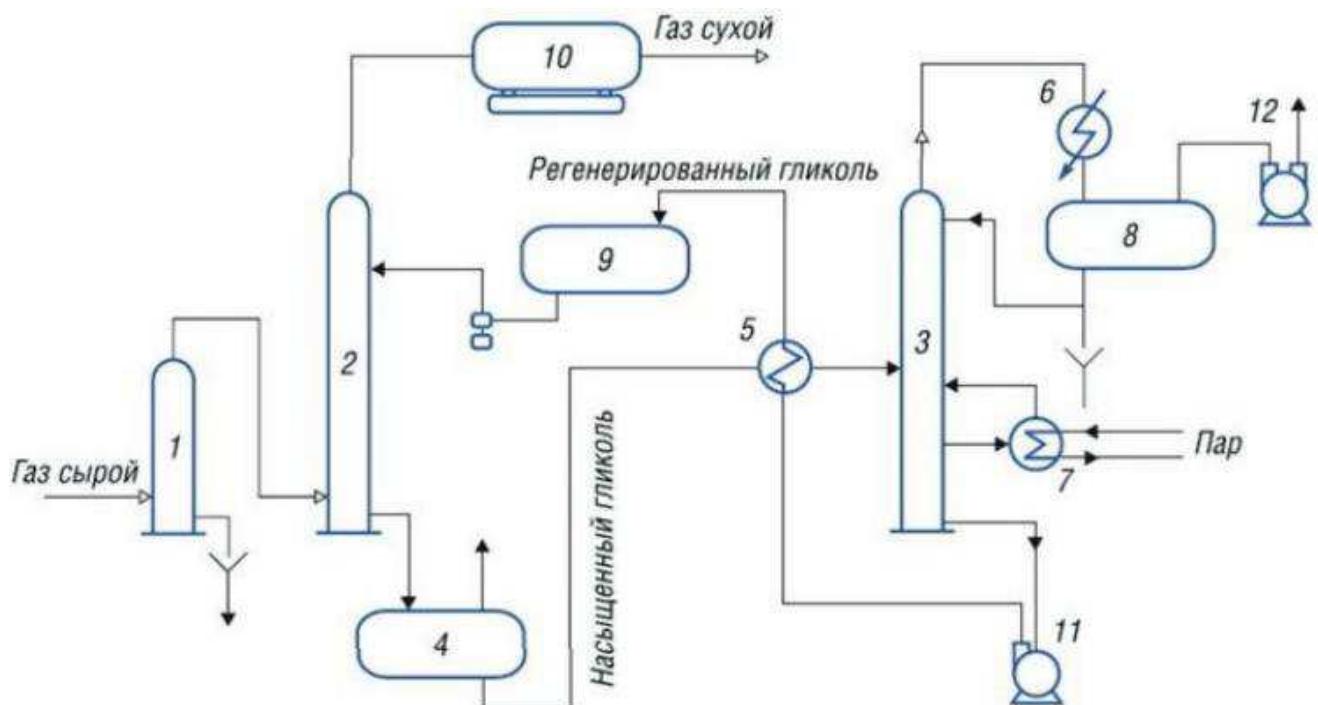


Рисунок 3 – Схема установки абсорбционной осушки газа

Установка работает следующим образом.

Неочищенный газ поступает во входное устройство разделения 1, где происходит процесс отделения жидкой фазы от газа. После разделения газ направляется в абсорбер 2, где происходит процесс осушки газа, вводя в газ концентрированный раствор гликоля.

Эта схема включает колонну для регенерации насыщенного гликоля 3, теплообменники 5, 6, 7, оборудование для хранения 4, 8, 9 и насосы 11, 12. Осушенный газ проходит через фильтр для улавливания тонкодисперсного

гликоля 10, затем он поставляется потребителю или поступает в магистральный газопровод 18. Из недостатков данного способа можно отметить тот фактор, что необходимо утилизировать использованный абсорбент, а также сложность процесса регенерации. [9].

### **3.4 Адсорбционная осушка газа**

Основой адсорбции является избирательное свойство твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать жидкую фазу. С помощью адсорбционных установок, кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов.

В качестве адсорбентов применяют активированный уголь, цеолиты (молекулярные сита), боксит, силикагель, алюмогель. Данные вещества производятся в виде шариков и гранул для уменьшения гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается газ.

Адсорбционные методы предоставляют возможность глубокого извлечения тяжелых углеводородов, но, при этом имеют более высокую стоимость в связи с тем, что требуется периодическая замена адсорбента

Рассмотрим установку подготовки природного газа методом адсорбционной осушки. В состав оборудования установки входит следующее:

- сепарационное оборудование;
- адсорбера;
- печное устройство;
- компрессорное оборудование;
- АВО;
- трубопроводная арматура;
- устройства автоматизации и контроля [10].

Принципиальная схема процесса подготовки природного газа с применением адсорбции представлена на рисунке 4.

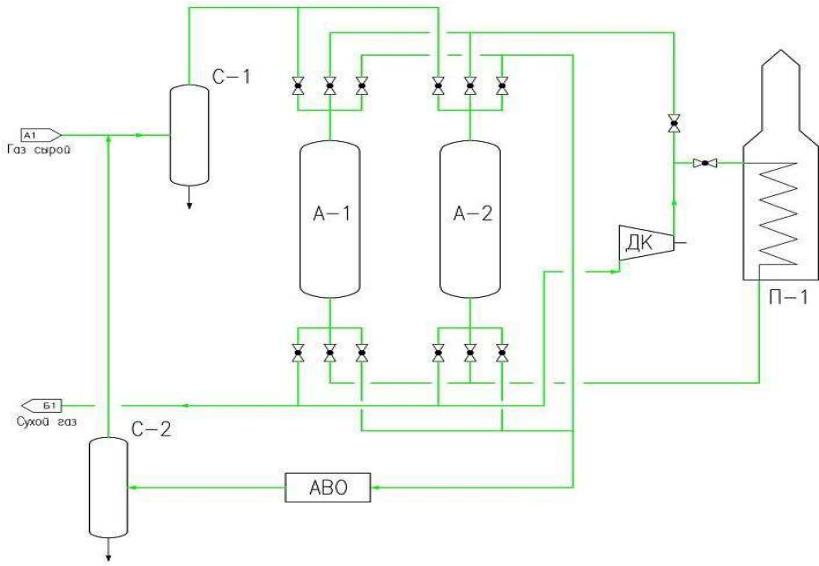


Рисунок 4 – Принципиальная схема подготовки природного газа методом адсорбции

Неочищенный газ поступает в сепаратор С-1, где случается чистка газа от механических примесей и капельной воды. Вслед за тем газ поступает в раз из адсорбера, где случается его осушка. 2 адсорбера во время сего процесса располагается на стадии нагрева, замораживания или же ожидания.

Регенерационный газ отбирается из потока осушенного газа и компрессором ДК подается в нагревательную печь П-1 и подается снизу вверх через адсорбера при температуре +180...+200 °C, в котором находится вода и тяжелые углеводороды десорбируются. Отработанный регенерационный газ охлаждается в невесомой морозильной камере АВО и поступает в сепаратор С-2, где от газа отделяются конденсированные углеводороды и вода. Затем газ С-2 возвращается во входной сепаратор С-1, и весь цикл повторяется во второй раз.

Из преимуществ данного способа подготовки газа можно отметить следующее:

- достижение низшей температуры точки росы газа после его осушки в большом диапазоне технических показателей;
- компактность и малые капитальные вложения в установки небольшой производительности;

- на качество осушки газа не влияет изменение показателей температуры и давления;

Из недостатков описанного способа подготовки газа стоит отметить:

- крупные капитальные вложения при монтаже установок большой производительности;
- вероятность загрязнения адсорбента, вследствие чего требуется необходимость его замены;
- значительные потери давления в слое адсорбента;
- большое количество расхода тепловой энергии [7].

## 4 Состав сооружений магистрального транспорта газа

Система доставки продукции с газовых месторождений покупателям – единственная технологическая цепочка. Промысловый газ поступает через точку сбора газа по промысловому коллектору в газоперерабатывающую установку, где газ осушается, очищается от механических примесей, диоксида углерода и сероводорода. Далее газ поступает на главную компрессорную станцию и в магистральный газопровод.

Основными составляющими магистрального газопровода являются следующие объекты:

- головные сооружения;
- компрессорные станции (КС);
- газораспределительные станции (ГРС);
- подземные хранилища газа (ПХГ);
- линейные сооружения [11].

Схема магистрального газопровода представлена на рисунке 5.

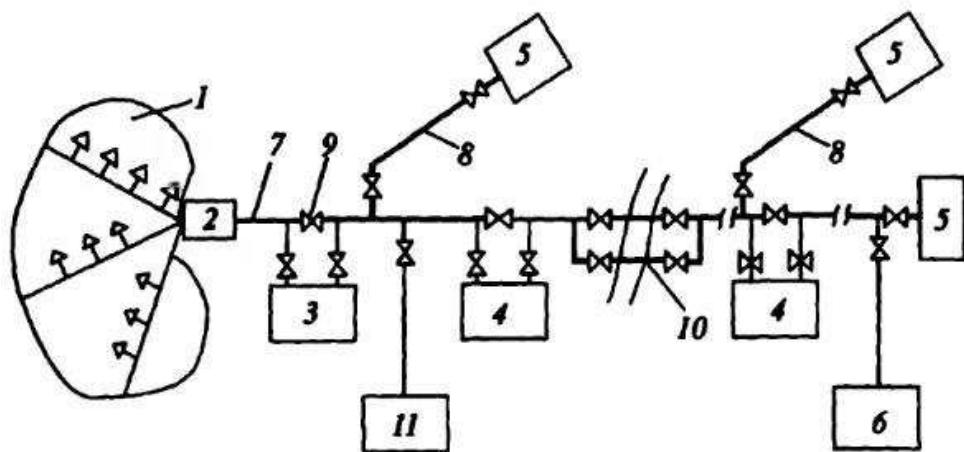


Рисунок 5 – Схема магистрального газопровода: 1 – газосборные сети; 2 – промысловый пункт сбора газа; 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция; 5 – газораспределительная станция; 6, 11 – подземные хранилища; 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвление; 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный переход через водную преграду

На головных заводах добытый газ готовится к транспортировке. На первом этапе разработки месторождения давление газа достаточно высокое, поэтому в использовании главной компрессорной станции нет необходимости. Эта станция строится на более позднем этапе разработки газовых месторождений.

Признано, что функция компрессорных агрегатов заключается в перекачке газа с места производства или хранения к потребителю. Следует отметить, что на компрессорной станции газ проходит процесс очистки и осушки.

При проектировании компрессорных станций необходимо подумать о реализации блочно-модульного типа, они также оснащены радиальными вентиляторами с приводом от газотурбинных установок.

Более 80 % всех компрессорных станций оснащены газотурбинным приводом и электроприводом – в пределах 20 %.

Основной функцией газоперекачивающих агрегатов считается процесс сжатия газа с целью придания ему необходимых характеристик для транспортировки по магистральным газопроводам.

Газоперекачивающее оборудование размещается в блок-контейнерах, состоящих из моторного (приводного) и компрессорного отсеков. Основной монтажный номер – турбинное оборудование и технологические системы.

Газовая морозильная камера обычно состоит из невесомых морозильных камер (АВО). При сжатии газ нагревается, что приводит к увеличению его вязкости, энергозатратности на откачуку и увеличению продольных напряжений в трубопроводе.

Охлаждение газа после сжатия увеличивает производительность и стабильность газопровода и снижает влияние коррозионных процессов. В теплообменниках различных систем газ обновляется водой и воздухом. Конструктивно АВО предусматривает вентилятор с диаметром лопастей до 7 м. Количество АВО ориентировано на теплотехнические расчеты. Рабочая теплота

охлаждаемой среды на входе в агрегат до 70 градусов, на выходе – до 45 градусов.

В конце любого магистрального газопровода или его ответвления находятся газораспределительные станции. На предусмотренной границе давление газа падает до важных значений, например, так как газ с самым высоким давлением неприемлем для поставки покупателю. На газораспределительной станции происходит дополнительная осушка и очистка газа, замораживается его одоризация и расход газа.

К линейным сооружениям относятся запорная арматура, узлы чистки газопровода, переходы сквозь препятствия, станции антакоррозионной обороны, части технологической связи, отводы от МГ и сооружения линейной эксплуатационной службы.

Линейные сооружения газопроводов выделяются от подобных сооружений нефтепроводов тем, что взамен линейных задвижек применяются линейные шаровые краны, расстояние между которыми надлежит быть не больше 30 км. Не считая такого, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники. Гигантская доля газопроводов содержит поперечник от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура рассчитаны на рабочее давление до 10 МПа.

При параллельной прокладке двух и более трубопроводов в одном технологическом коридоре предусмотрено их соединение перемычками для запорной арматуры. Переборки размещают на расстоянии не менее 40 км друг от друга, а также перед компрессорными станциями и после них.

Функцией подземных хранилищ газа является компенсация неравномерного потребления голубого топлива. При использовании подземной структуры хранения голубого топлива, значительно уменьшается капитальные вложения в строительство хранилищ [12].

## **5 Методы повышения энергоэффективности подготовки и компримирования газа**

Эффективность использования природных энергетических ресурсов допустимо, если разрабатывать методы для повышения качества подготовки газа, а также разрабатывать методы по снижению потерь в процессе его транспортировки.

На качество транспортировки голубого топлива оказывает значительное влияние режим работы и техническое состояние оборудования на компрессорных станциях.

Методами повышения эффективности подготовки компрессорной установки, которые используются как при строительстве, так и при реконструкции старых объектов, являются:

- подбор оптимального количества и размера газоперекачивающих агрегатов, обеспечивающих снижение энергозатрат (замена устаревших и изношенных газоперекачивающих агрегатов на агрегаты нового поколения с высоким КПД газотурбинных агрегатов, применение агрегатов с различной удельной мощностью в компрессорная станция и др.);
- регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ;
- применение модульной компоновки ГПА;
- снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием.

Применение энергоэффективных технологий и оборудования, и снижение вредных выбросов в окружающую среду являются главными задачами концепциями энергоэффективности подготовки газа к транспорту.

При повышении процесса эффективной подготовки и компримирования газа, можно выделить следующие задачи:

- совершенствование системы управления энергосбережением;
- внедрение инновационных направлений в процессе проектирования;
- повышение энергетической эффективности на этапе эксплуатации;

- уменьшение потерь в процессе проведения ремонтных работ;
- использование энергосберегающих технологий при реконструкции и модернизации.

Снижение выбросов метана, оксидов азота и углерода в атмосферу достигается за счет:

- отбор газа с участков газопровода до ремонта ГПА на компрессорных станциях и с отключенных участков газопроводов;
- использование передвижных компрессорных установок за счет направления газа на соседние или параллельные участки газопроводов;
- выполнения нарезки под давлением;
- исключение прямых потерь газа в атмосферу при продувке пылеуловителей;
- уменьшить количество аварийных и принудительных отключений ГПА;
- использование инновационных методов ведения пожарных случаев (например, использование газоанализаторов при продувке трубопроводов после ремонта);
- внедрение новых методик учета затрат на газ для личных технологических нужд. Эксплуатационный свойства газоперекачивающего агрегата повышаются вследствие совершенствования технологического оборудования.

В случае выработки максимального срока службы или ресурса реконструкция объектов проводится с установкой нового современного оборудования с улучшенными характеристиками.

Замена традиционных подшипников качения или скольжения электромагнитными подшипниками позволяет значительно повысить КПД агрегата за счет устранения потерь на трение, увеличения срока службы, а также снижения эксплуатационных расходов.

Одной из возможностей повышения энергоэффективности газотурбинного привода компрессорной станции является использование сложных термодинамических циклов (внедрение промежуточного охлаждения

и подогрева воздуха, использование парогазовых комбинаций, рекуперация тепла из выхлопных газов и т. д.) [13].

## **6 Причины повышения энергоэффективности подготовки газа**

В связи с тем, что в попутном нефтяном газе содержится большое количество жидких и механических примесей, газу необходимо проходить очистку не только перед поставкой потребителю до требований СТО Газпром 089 – 2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

На рассматриваемом месторождении газ проходит недостаточную очистку для транспортировки по газотранспортной системе. Поэтому будет предложен метод дополнительной очистки газа, который повысит эффективность подготовки, а также избавит предприятие от штрафов за сжигание газа на факельной системе [14].

## **7 Техническое предложение**

Для подбора системы повышения энергоэффективности и компримирования газа был проведен патентно-технический обзор, и за основу был взят патент RU 2692859 C1 «Способ использования углеводородного газа и модульная компрессорная установка для его осуществления».

Технический результат достигается за счет решения задач поддержания постоянного избыточного давления всасывания, распределением газовых потоков между оборудованием модульной компрессорной установки с частичным понижением давления сжатого газа на дросселях и подачей его на обеспечение бесперебойной надежной работы компрессорной установки в целях обеспечения оптимального процесса подготовки газа, охлаждения электродвигателя. Реализация заявленного способа с помощью описанной модульной компрессорной установки позволяет обеспечить достижение технических результатов, таких как значительное снижение стоимости эксплуатационных затрат, повышение уровня безопасности, повышение мобильности, улучшение эксплуатационных характеристик за счет использования применения модульного принципа исполнения установки.

### **7.1 Формула изобретения**

Способ использования углеводородного газа, в котором собирают низконапорный углеводородный газ от нескольких источников с входным давлением во входной сепаратор двухфазный, куда также направляют часть потока сжатого газа из трехфазного сепаратора, далее газовый поток регулирующий давление на всасывании в компрессор дросселируют до входного давления на дросселе, тем самым защищают линии сбора газа от вакуумирования и обеспечивают поддержание постоянного давления на всасывании в компрессор, отличающийся тем, что сжатый в компрессоре газ с выходным давлением направляют в межтрубное пространство теплообменника-

охладителя сжатого газа, трубы которого соединены с агрегатом воздушного охлаждения, а затем в сепаратор трехфазный, при этом часть жидкости, отделившейся от газа в процессе сжатия в компрессоре, направляют отдельным потоком в сепаратор трехфазный с выходным давлением, разделяют газожидкостную смесь в сепараторе трехфазном и отводят пятью потоками: газовым потоком к потребителю, газовым потоком, подаваемым на распределение между оборудованием, газовым потоком, регулирующим давление на всасывании в компрессор, потоком газового конденсата и отводящим потоком выпавшей воды; при этом газовый поток, подаваемый на распределение между оборудованием, направляют на дополнительный дроссель, который понижает давление подаваемого газового потока до входного давления, после чего сдросселированную газожидкостную смесь направляют в промежуточный сепаратор, после которого газовую фракцию пропускают через газовый фильтр, после которого происходит разделение газа еще на два потока, из которых один поток направляют на охлаждение электродвигателя и далее нагревшийся от электродвигателя газ на всасывание в компрессор, а второй поток опционально направляют на питание газопоршневого генератора, тем самым используют часть газа, а жидкую фракцию после промежуточного сепаратора с входным давлением направляют во входной сепаратор двухфазный, уменьшая расход газа в потоке, регулирующем давление на всасывании в компрессор; при этом остальные потоки после сепаратора трехфазного, а именно газовый поток к потребителю, поток газового конденсата и выпавшую воду направляют на дальнейшую переработку.

Модульная компрессорная установка, включающая компрессор, теплообменный аппарат, сепараторы, газовый фильтр, дросселирующие устройства, аппарат воздушного охлаждения, технологические трубопроводы, разделение выходного продукта на несколько потоков, в том числе газообразного, газового конденсата, выпавшей воды, отличающаяся тем, что от выходного трехфазного сепаратора к входному двухфазному сепаратору

отводится технологическая линия подачи газа, включающая дросселирующее устройство, и соединенная с промежуточным двухфазным сепаратором, из которого через газовый фильтр линия технологического трубопровода отводится к электродвигателю компрессора для обеспечения охлаждения электродвигателя потоком газа, который направляется в зазоры между статором и ротором, основная нагнетательная линия после компрессора проходит через теплообменник с воздушным охлаждением сжимаемого газа, или с промежуточным теплоносителем, выполняющим функцию охладителя сжатого газа, при этом основная технологическая линия вводится в межтрубное пространство теплообменника, а трубы теплообменника соединены с агрегатом воздушного охлаждения, который подбирается в зависимости от производительности установки и состава компримируемого газа, после теплообменника газ направляется в трехфазный сепаратор, который представляет собой емкость постоянного объема с системой отвода жидкости и служит для разделения газа, жидких углеводородов и воды, в качестве компрессора используется центробежный компрессор в герметичном закрытом корпусе с высокооборотным двигателем с частотным регулированием на магнитных подвесах, приводимый в движение электродвигателем, при этом в одном из вариантов исполнения электродвигатель приводится в движение с помощью газопоршневого генератора, который вырабатывает электроэнергию для питания электродвигателя компрессора, а для обеспечения работы газопоршневого генератора в качестве топлива используется часть газа, подаваемая по той же линии, по которой газ из трехфазного выходного сепаратора подается через промежуточный сепаратор, фильтр и дросселирующее устройство на охлаждение электродвигателя [15].

## 7.2 Описание технологической схемы процесса

Принципиальная схема модульной компрессорной установки для осуществления способа сбора и утилизации попутного нефтяного газа приведена на рисунке 6.

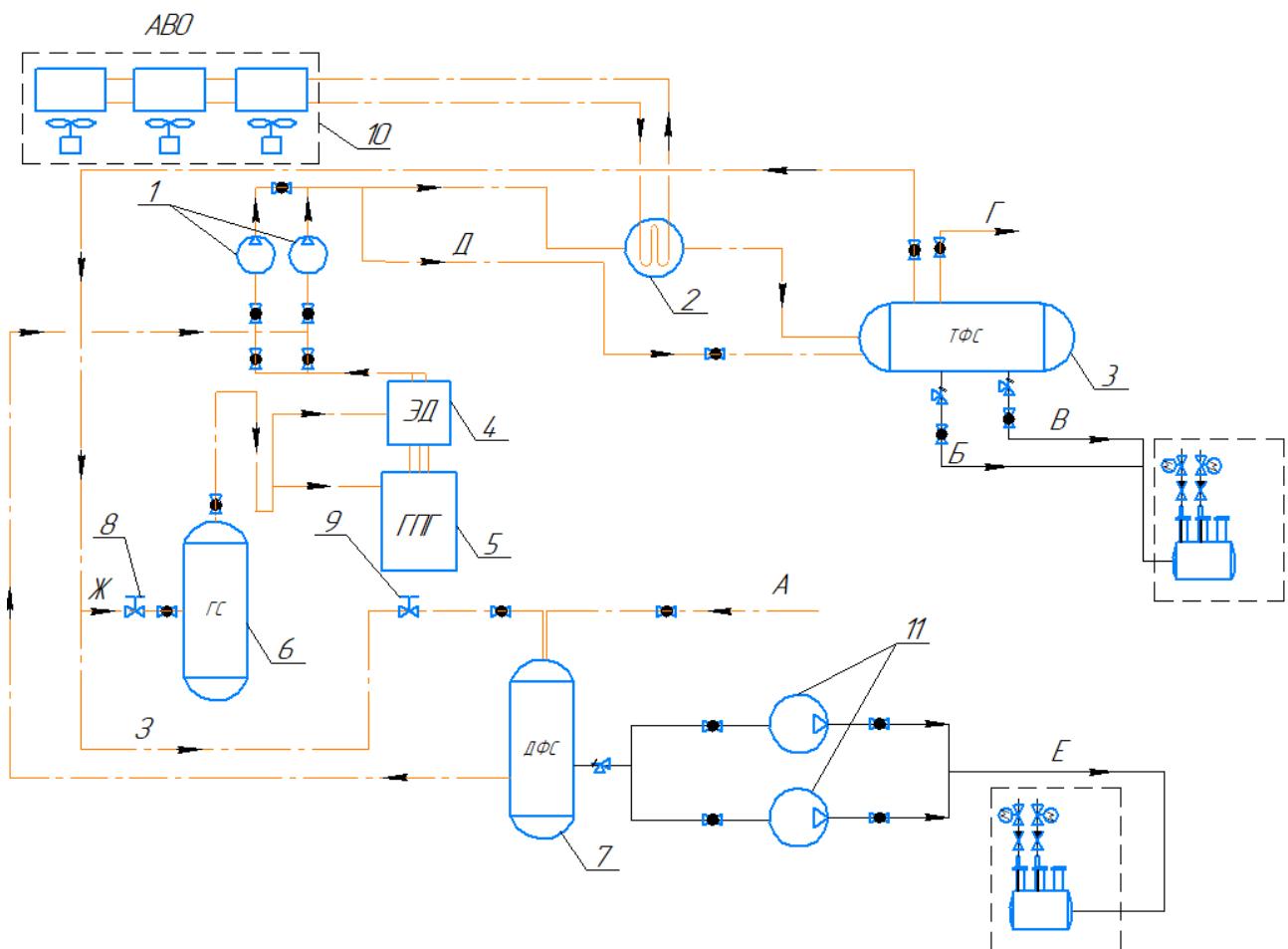


Рисунок 6 – Технологическая схема

Перечень оборудования:

- компрессор;
- теплообменник, охладитель сжатого газа;
- сепаратор трехфазный;
- электродвигатель (ЭД);
- газопоршневой генератор (ГПГ);
- сепаратор промежуточный двухфазный;

- сепаратор входной двухфазный;
- фильтр газовый;
- агрегат воздушного охлаждения (АВО);
- дроссели, регулирующие давление в подводящих линиях;
- насос отвода конденсата.

Перечень потоков:

- А – вход газа на установку;
- Б – поток, отводящий выпавшую воду;
- В – поток газового конденсата;
- Г – газовый поток на транспортировку;
- Д – отвод части жидкости, отделившейся от газа в процессе сжатия;
- Ж – газовый поток, подаваемый на распределение между оборудованием модулей;
- З – газовый поток, регулирующий давление на всасывании в компрессор;
- Е – отвод части жидкости.

Принцип работы схемы следующий.

Попутный нефтяной газ от с давлением  $P_{вх}$  собирается во входной сепаратор 7, куда также направляют часть потока сжатого газа из трехфазного сепаратора 3; из сепаратора 7 отводят отделенную жидкость насосом 11; далее газовый поток З, регулирующий давление на всасывании в компрессор 1, дросселируют до давления  $P_{вх}$  на дросселе 9, тем самым защищают линии сбора газа с регулировочными дросселями 9 от вакуумирования и обеспечивают поддержание постоянного давления на всасывании в компрессор 1. Сжатый в компрессоре 1 газ с выходным давлением  $P_{вых}$  направляют в теплообменник-охладитель 2 с промежуточным теплоносителем сжатого газа, а затем в сепаратор трехфазный 3, при этом часть жидкости, отделившейся в компрессоре 1 от газа в процессе сжатия, направляют в сепаратор трехфазный 3 с выходным давлением  $P_{вых}$  отдельным потоком Д. В трехфазном сепараторе 3 газожидкостную смесь разделяют и отводят пятью потоками: газовым потоком

Г к потребителю; газовым потоком Ж, подаваемым на распределение между оборудованием; газовым потоком З регулирующим давление во входной емкости 7 и на всасывании в компрессор 1; потоком газового конденсата В и потоком выпавшей воды Б на дальнейшую переработку. Газовый поток Ж подается на дроссель 8, который понижает давление подаваемого газового потока Ж до входного давления Рвх. Сдросселированную газожидкостную смесь направляют в промежуточный сепаратор 6, далее газовая фракция после которого происходит разделение газа еще на два потока. Первый поток направляют на охлаждение электродвигателя 4, и далее нагревшийся от электродвигателя газ на всасывание в компрессор 1. Второй поток направляют на питание газопоршневого генератора 5, тем самым утилизируют часть газа. Жидкостную фракцию после промежуточного сепаратора 6 с входным давлением Рвх направляют во входной двухфазный сепаратор 7, таким образом снижая расход газа в потоке З, регулирующем давление на всасывании в компрессор. Отведенная жидкость идет в дренажные емкости и после откачивается в автоцистерны.

## **8 Расчетная часть**

В данном разделе будут определены свойства и газа и подобрано оборудования для установки подготовки газа.

### **8.1 Определение свойств газа**

Для выбора типа ГПА и расчетов его режимов работы необходимо определить свойства перекачиваемых газов, такие как:

- плотность газовой смеси  $\rho_{\text{ср}}$ , кг/м<sup>3</sup>;
- относительная плотность газа по воздуху  $\Delta$ ;
- молярная масса природного газа  $M_r$ , кг/моль;
- газовая постоянная газа  $R$ , Дж/кг·К;
- псевдокритические параметры природного газа – температура  $T_{\text{пк}}$ , К и давление  $P_{\text{пк}}$ , МПа;
- коэффициент сжимаемости  $z$ .

Исходными данными для расчетов всех этих параметров, необходимо знать химические и физические свойства компонентов, входящих в состав газовой смеси (см. таблицу 2).

Таблица 2 – Компонентный состав газа

Компонент	Состав газа (по объему), %
Гелий	0,086
Диоксид кислорода	0,279
Азот	4,673
Метан	80,3
Этан	9,51
Пропан	3,3
i-Бутан	0,49
n-Бутан	0,89

## Окончание таблицы 2

Компонент	Состав газа (по объему), %
i-Пентан	0,21
n-Пентан	0,11
Гексан	0,152

В таблице 3 представлены основные компоненты газовой смеси природного газа и их основные свойства.

Таблица 3 – Компоненты газовой смеси газа и их основные свойства

Наименование компонента	Химическая формула	Молярная масса $M_i$ , кг/моль	Плотность $\rho_i$ , кг/м <sup>3</sup>	Критическая температура $T_{kp}$ , К	Критическое давление $P_{pk}$ , МПа	Температура кипения $T_k$ , К
1	2	3	4	5	6	7
Гелий	He	4,003	0,1663	5,190	0,227	4,21
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	44,010	1,8393	304,200	7,386	194,65
Азот	N <sub>2</sub>	28,014	1,1649	126,200	3,390	77,35
Метан	CH <sub>4</sub>	16,043	0,6682	190,555	4,599	111,65
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	1,2601	305,300	4,880	184,55
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	1,8641	369,820	4,250	231,05
n-Бутан	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,4956	425,140	3,784	272,67
i-Бутан	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,4880	408,130	3,640	261,42
n-Пентан	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	3,1740	469,690	3,364	309,19
i-Пентан	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	3,1470	460,390	3,381	301,02
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,177	3,8980	506,400	3,030	341,89

Плотность газовой смеси  $\rho_{ct}$ , кг/м<sup>3</sup> определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_i , \quad (1)$$

где  $a_i$  – объемные доли газа, %;

$\rho_i$  – плотность компонентов газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>.

$n$  – количество компонентов газовой смеси.

Относительная плотность газа по воздуху  $\Delta$  определяется по формуле:

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{ср}}}{\rho_{\text{возд}}} , \quad (2)$$

где  $\rho_{\text{возд}}$  – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Молярная масса природного газа определяется по формуле  $M_r$ , кг/моль определяется по формуле:

$$M_r = \sum_{i=1}^n a_i \cdot M_i , \quad (3)$$

где  $M_i$  – молярная масса природного газа, кг/моль.

Газовая постоянная газа  $R$ , Дж/кг·К определяется по формуле:

$$R = \frac{R'}{M_r} , \quad (4)$$

где  $R'$  – универсальная газовая постоянная,  $R' = 8314,3$  Дж/кмоль·К.

Расчет псевдокритических параметров газа производится на основании норм технологического проектирования магистральных газопроводов при следующих условиях:

$$T_{\text{пп}} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{\text{ср}}) ; \quad (5)$$

$$P_{\text{пп}} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{\text{ct}}). \quad (6)$$

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температур и давления, либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования:

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пп}}}{1 - 1,168 \cdot T_{\text{пп}} + 0,78 \cdot T_{\text{пп}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пп}}^3}, \quad (7)$$

где  $P_{\text{пп}}$ ,  $T_{\text{пп}}$  – соответственно приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам

$$P_{\text{пп}} = \frac{P}{P_{\text{пп}}}, \quad (8)$$

где  $P$  – давление, на которое рассчитывается газопровод, МПа.

$$T_{\text{пп}} = \frac{T}{T_{\text{пп}}}, \quad (9)$$

где  $T$  – расчетная температура газа в газопроводе, К.

Вязкость газа считается мерой внутреннего трения и определяет значение сопротивления при его перемещении в газопроводе.

Размер вязкости газа, как правило, важно меньше, чем вязкость воды, а нрав ее конфигурации в зависимости от температуры и давления считается трудным.

При невысоких давлениях с увеличением температуры вязкость газа возрастает, например, как растет частота конфликта его молекул. При больших

давлениях газ так уплотнен, собственно что определяющее воздействие на его вязкость, как и у жидкостей, оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с подъемом температуры ослабляются, и в соответствии с этим, вязкость газа миниатюризируется.

Различают динамическую и кинематическую вязкости газа. Динамическая вязкость газа ( $\text{Па}\cdot\text{s}$ ) определяется по формуле:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[ 1 + \rho_{cr} (1,1 - 0,25 \rho_{cr}) \right] \cdot \left[ 0,037 + T_{np} (1 - 0,104 T_{np}) \right] \cdot \left[ 1 + \frac{P_{np}^2}{30(T_{np} - 1)} \right]. \quad (10)$$

Кинематическая вязкость газа определяется как отношение динамической вязкости к плотности газа при одних и тех же значениях температуры и давления:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (11)$$

Произведем расчеты по данным из таблиц 1 и 2.

По формуле 1 находим:

$$\begin{aligned} \rho_e = & (0,086 \cdot 0,16631 + 0,279 \cdot 1,8393 + 4,673 \cdot 1,1649 + 80,3 \cdot 0,6682 + \\ & + 9,51 \cdot 1,2601 + 3,3 \cdot 1,8641 + 0,49 \cdot 2,488 + 0,89 \cdot 2,4956 + 0,21 \cdot 3,147 + \\ & + 0,11 \cdot 3,174 + 0,152 \cdot 3,898) \cdot 10^{-2} = 0,828 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Относительная плотность газа по воздуху  $\Delta$ :

$$\Delta = \frac{0,828}{1,20445} = 0,687.$$

Молярная масса природного газа:

$$M_e = (0,086 \cdot 4,0026 + 0,279 \cdot 44,01 + 4,673 \cdot 28,0135 + 80,3 \cdot 16,043 + \\ + 9,51 \cdot 30,07 + 3,3 \cdot 44,097 + 0,488 \cdot 58,123 + 0,89 \cdot 58,123 + 0,21 \cdot 72,15 + \\ + 0,11 \cdot 72,15 + 0,152 \cdot 86,177) \cdot 10^{-2} = 19,8 \text{ кг/моль.}$$

Газовая постоянная газа:

$$R = \frac{8314,3}{19,8} = 419,91 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К.}$$

Псевдокритические параметры природного газа:

$$T_{PK} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,828) = 216,09 \text{ К;}$$

$$P_{PK} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,828) = 4,52 \text{ МПа.}$$

Приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам:

$$P_{PP} = \frac{5,5}{4,52} = 1,22 \text{ МПа;}$$

$$T_{PP} = \frac{278}{216,09} = 1,29 \text{ К.}$$

Коэффициент сжимаемости:

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,22}{1 - 1,168 \cdot 1,29 + 0,78 \cdot 1,29^2 + 0,0107 \cdot 1,29^3} = 0,99.$$

Динамическая вязкость газа:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1,31 + 0,828 \cdot (1,1 - 0,25 \cdot 0,826)] \times \\ \times [0,037 + 1,29 \cdot (1 - 0,104 \cdot 1,29)] \cdot \left[ 1 + \frac{1,22^2}{30 \cdot (1,29 - 1)} \right] = 14,11 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Кинематическая вязкость:

$$\nu = \frac{14,11 \cdot 10^{-6}}{0,828} = 17,04 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

## 8.2 Подбор оборудования

Подбор компрессорного оборудования осуществляется на основе данных: коэффициент динамической вязкости равен  $\mu = 14,11 \cdot 10^{-6}$  Па · с; коэффициент сжимаемости равен  $z = 0,99$ ; газовая постоянная газа равна  $R = 419,91$  Дж/ кг · К; коэффициент годовой неравномерности транспорта газа  $K_T = 1$ ; пропускная способность равна  $Q_{cym} = 1400000$  м<sup>3</sup>/сут; давление газа на входе равно  $P_{ex} = 0,5$  МПа; давление газа на выходе  $P_{exit} = 3$  МПа.

Определим степень сжатия по формуле:

$$\varepsilon = \frac{P_{exit}}{P_{ex}}, \quad (12)$$

где  $P_{exit} = 3$  МПа – давление газа на выходе;

$P_{ex} = 0,5$  МПа – давление газа на входе.

$$\varepsilon = \frac{3}{0,5} = 6.$$

По результатам расчета выбираем компрессор центробежный компрессор К320-131, выпускаемый компанией АО «РЭП Холдинг».

Пример компрессора представлен на рисунке 7.

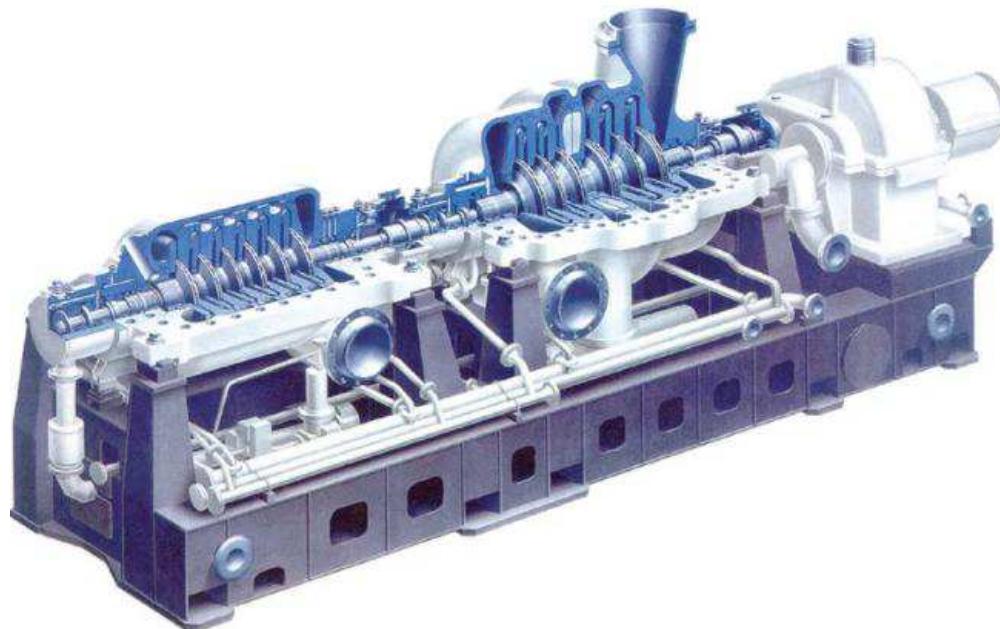


Рисунок 7 – Центробежный компрессор

Назначение данного компрессора – является процесс сжатия попутного газа. Компрессор выполнен в взрывозащищенном исполнении. Его эксплуатация допускается во взрывоопасном помещении класса В-1А с категорией и группой взрывоопасной смеси 2Т-2.

Компрессор – двухцилиндровый, двухсекционный, тринадцатиступенчатый.

Компрессор К320-131-1 спроектирован под размеры фундамента агрегатов К380-103-1 и К354-101-1, это позволяет с минимальными затратами произвести замену старого оборудования [16].

Подбор сепараторов производится на основе производительности газа. Количество сепараторов зависит от их собственной производительности. Стоит отметить, что подбор сепаратора зависит и от рабочего давления.

По данному техническому предложению требуются следующие сепараторы:

- сепаратор трехфазный;
- сепаратор промежуточный двухфазный;
- сепаратор входной двухфазный;

Произведем подбор сепараторов.

Каждый сепаратор должен соответствовать следующим требованиям:

- объем  $V = 16 \text{ м}^3$ ;
- рабочее давление  $P = 4 \text{ МПа}$ ;
- производительность не менее  $Q = 60000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

По этим данным подбираем трехфазный, промежуточный двухфазный и входной двухфазный сепараторы.

В качестве двухфазных сепараторов сделан выбор в сторону сепаратора ГС-2-6,3 – 1600 фирмы Razmash. Данная фирма является надежным поставщиком оборудования для нефтегазовой промышленности, помимо этого сепараторы соответствуют заявленным требованиям [17].

Характеристики сепаратора представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики

Характеристика	Значение
Диаметр, мм	1600
Объем, $\text{м}^3$	8
Давление, МПа	6,3
Производительность по газу, $\text{м}^3/\text{ч}$	114805

Изображение сепаратора представлено на рисунке 8.

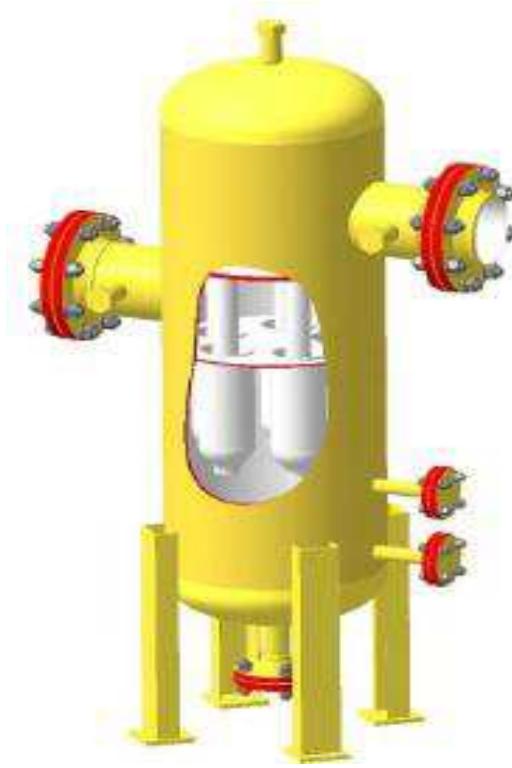


Рисунок 8 – Газовый двухфазный сепаратор

Далее поберем трехфазный сепаратор.

Выбор сделан в сторону сепаратора компании Химмаш. Технические характеристики трехфазного сепаратора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики

Характеристика	Значение
Диаметр, мм	1600
Объем, м <sup>3</sup>	12
Давление, МПа	6,3
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /ч	110000

Изображение сепаратора трехфазного газового представлено на рисунке 9.



Рисунок 9 – Сепаратор трехфазный

Далее проведем подбор газопоршневого генератора.

Выбор сделан в сторону газового генератора модели AKSA ACG 1400 компании Генмоторс.

Характеристики газового генератора представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики генератора

Характеристика	Значение
Тип	газовый, 4-тактный
Конструкция двигателя	V-образный, с углом 60
Число цилиндров	16
Рабочий объем, л	60
Основная мощность двигателя, кВт	1442
Коэффициент сжатия	13,7:1
Регулятор оборотов	электронный
Температура выхлопных газов, С	432

Изображение газопоршневого генератора представлено на рисунке 10.



Рисунок 10 – Газопоршневой генератор

Далее осуществим подбор электродвигателя. В качестве электродвигателя был выбран электродвигатель переменного тока Yutong YE2 (напряжение 380 В, 1400 об/мин входная скорость).

Изображение электродвигателя представлено на рисунке 11.



Рисунок 11 – Электродвигатель

Далее произведем выбор теплообменника. Выбор сделан в сторону аппарата с U-образными трубами Пензенского завода энергетического машиностроения.

Изображение теплообменника представлено на рисунке 12.

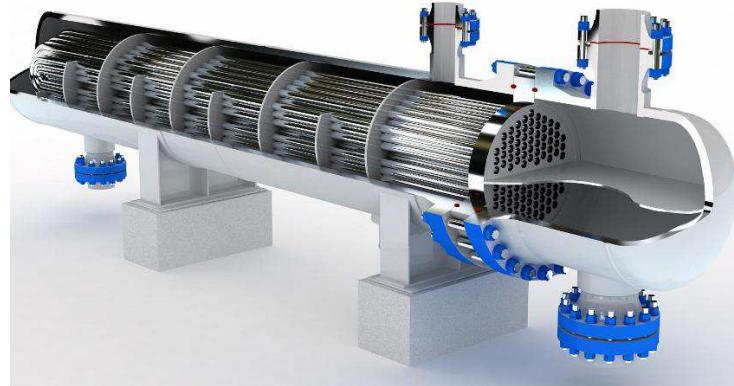


Рисунок 12 – Теплообменник

U-образные теплообменники рекомендованы для поставки в регионы с преобладающим теплым, умеренным и холодным климатом.

Далее осуществим подбор АВО. Выбор сделан в сторону Аппарата воздушного охлаждения «ЕВРОМАШ».

Аппарат воздушного охлаждения АВО ЕВРОМАШ (рисунок 13) предназначен для оборотного рециркуляционного охлаждения различных неагрессивных жидкостей в технологическом или ином промышленном оборудовании [18].

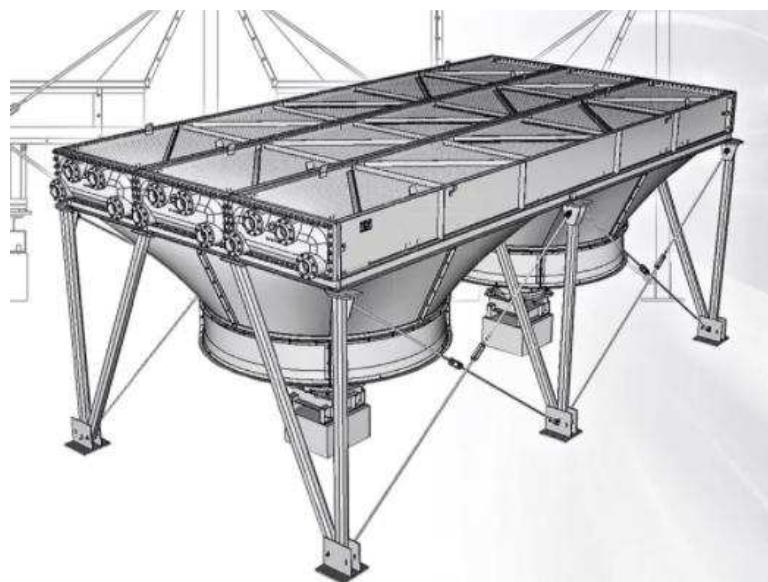


Рисунок 13 – Аппарат воздушного охлаждения

Далее подберем насосы, для откачки жидкости от компрессоров в дренажную емкость. Выбор был сделан в сторону зубчатого объемного моноблочного насоса насоса Calpeda I 25/4/A. Изображение насоса представлено на рисунке 14.



Рисунок 14 – Насос многоблочный

Осуществим подбор предохранительных клапанов. По патенту требуется два предохранительных клапана. Их выбор зависит от давления газа либо жидкости и диаметра трубопровода  $D = 100 \text{ мм}$ ;  $P = 3,1 \text{ МПа}$ .

Значение диаметра трубопровода такое потому, что на предприятии для отвода конденсата используется именно такая труба, на данной установке мы применим эту же трубу.

Исходя из этих данных выбираем клапан предохранительный пружинный фланцевый с устройством для принудительного открывания типа 17с16нж Ду100 Ру63. Пример клапана предохранительного пружинного представлен на рисунке 15.



Рисунок 15 – Предохранительный клапан

Основные параметры предохранительного клапана представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические параметры

Параметр	Значение
Ду (DN) номинальный размер вход:	100 мм
Ру (PN) номинальное давление – вход:	63 кгс/см <sup>2</sup>
Ду (DN) номинальный размер – выход:	100 мм
Ру (PN) номинальное давление – выход:	40 кгс/см <sup>2</sup>
Обозначение типа (таблица фигур)	17с16нж
Климатическое исполнение	У1
Материал корпуса	сталь 20Л
Тип управления	Автоматический ручной
Тип корпуса	литой разборный
Тип затвора	Золотниковый
Тип уплотнения	металл по металлу
Вид действия (положение)	Прямой

Назначение предохранительного клапана – защита оборудования от недопустимого превышения давления выше максимального установленного. Применяется для автоматического сброса рабочей среды в атмосферу или отводящий трубопровод. После снижения давления до нужного предела предохранительный клапан прекращает сброс среды. Для проверки исправности действия в рабочем состоянии клапан имеет устройство для ручного открывания и продувки [19].

Трубопровод для перекачки газа подбираем по ГОСТ 20295 – 85.

Исходя из рабочего давления 3 МПа и производительности 1470720 м<sup>3</sup>/ч будет целесообразно взять трубу Ду325х8 с маркой стали 09Г2С [15]. Для отвода конденсата подбираем трубу по ГОСТ 3262 – 75 Ду100х4,5 с маркой стали Ст3сп.

По патенту для отвода конденсата с сепаратора сетчатого и циклонного пылеуловителя предусмотрена дренажная подземная емкость. Емкость изображена на рисунке 16.

Ее подбор осуществляется в соответствии с ТУ 3600-013-00220575 – 2002.

Исходя из этого, подбираем ЕП 12,5-2000-1-1(2)(3)-Т-К [17].

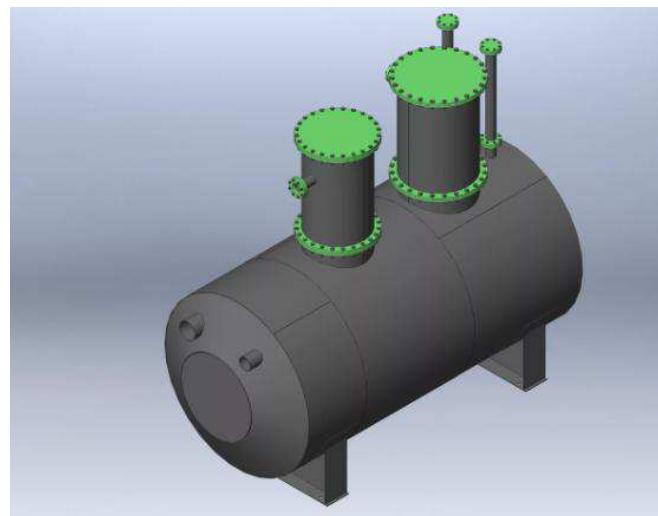


Рисунок 16 – Емкость приемная

Также дренажная емкость оснащена полупогружным насосом для откачки конденсата в автоцистерны. Пример полупогружного насоса представлен на рисунке 17.



Рисунок 17 – Полупогружной насос

По техническим нормам у оборудования на входе и выходе должна стоять запорная арматура. В случае газопровода запорной арматурой является шаровой кран. Пример шарового крана показан на рисунке 18.

Выбираем шаровый кран фирмы Broenballomax, он соответствует диаметру газопровода и давлению газа, проходящего через трубу.



Рисунок 18 – Кран шаровый

Корпус крана выполнен из стали 09Г2С.

Таким образом, был выполнен подбор оборудования, неоюходимого для функционирования установки, предложенной в прошой главе работы.

## **9 Экономическая часть**

В данном разделе необходимо произвести расчет капитальных вложений для монтажа установки подготовки газа на территории Куюбинского месторождения, а также расчет эксплуатационных затрат на ее эксплуатацию и обслуживание.

### **9.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство УПГ**

В таблице 8 представлен список оборудования, необходимого для монтажа установки подготовки газа.

Таблица 8 – Стоимость оборудования для монтажа установки подготовки газа

Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник
Центробежный компрессор	2	5040000	10080000	<a href="#">Ссылка</a>
Трехфазный сепаратор	1	549000	549000	<a href="#">Ссылка</a>
Двухфазный сепаратор	2	549000	1098000	<a href="#">Ссылка</a>
Газопоршневой генератор	1	26440	26440	<a href="#">Ссылка</a>
Электродвигатель переменного тока Yutong YE2	1	150000	150000	<a href="#">Ссылка</a>
Теплообменник с U-образными трубами	1	140000	140000	<a href="#">Ссылка</a>
АВО-260-14/6	1	950190	950190	<a href="#">Ссылка</a>

## Окончание таблицы 8

Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник
Зубчатый объемный моноблочный насос Calpeda I 25/4/A	2	41832	83664	<a href="#">Ссылка</a>
Клапан предохранительный пружинный угловой сталь 17сбнж Ду100x150 Ру16	3	55731	167193	<a href="#">Ссылка</a>
Дренажная емкость ЕП	2	198700	397400	<a href="#">Ссылка</a>
Полупогружной насос	2	73547	147094	<a href="#">Ссылка</a>
Шаровый кран	18	58746	1057746	<a href="#">Ссылка</a>
Итого			14846727	

Таким образом, стоимость оборудования составила 14846727 рублей.

Технологические газопроводы Ду 325х8 имеют суммарную длину 984 м, трубопроводы для отвода конденсата Ду100х4,5 имеют длину 120 м. Поставщиком труб является ООО ПКФ «Цветная металлургия». Стоимость труб приведена в таблице 9.

Фонд оплаты труда для монтажа установки подготовки газа на территории Куюбинского месторождения определяются по среднемесячной заработной плате рабочего персонала, установленной на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Таблица 9 – Стоимость труб для технологического газопровода

Наимено-вание	Длина одной трубы, м	Количе-ство труб	Масса одной трубы, т	Цена 1 т трубы, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен
Ду 325x8	12	82	0,75	94700	5824050	<a href="http://www.procvetmet.com/goods/94907404-truba_325kh8mm_09g2s">http://www.procvetmet.com/goods/94907404-truba_325kh8mm_09g2s</a>
Ду100x4,5	12	10	0,15	35500	63900	<a href="http://www.procvetmet.com/goods/84564054-truba_f114kh4_0_gost_10705_80_1_nemernaya_lezhalaya_nekonditsiya">http://www.procvetmet.com/goods/84564054-truba_f114kh4_0_gost_10705_80_1_nemernaya_lezhalaya_nekonditsiya</a>

Таким образом, для приобретения труб необходимо 5887950 рублей.

Так как в работе по монтажу принимает участи большое количество человек, для расчета основного фонда труда примем среднюю зарплату по данным Росстата.

В таблице 10 приводится численность персонала, занимающегося строительством установки подготовки газа, средняя заработка плата, фонд оплаты труда, страховые взносы и выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск.

Строительство установки идет 6 месяцев. Количество рабочих в 1 вахту составляет 70 человек.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы.

Данные работы относятся к первому классу профессионального риска [20].

Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,4 % от фонда заработной платы [21].

Источник средней зарплату нефтяной отрасли [22].

Таблица 10 – Фонд оплаты труда

Показатели	Количество работающих, чел.	
	всего	в 1 вахту
Количество рабочих	140	70
Средняя заработка в месяц, тыс. руб. согласно данным Росстата (на одного работника)	153	153
ФОТ, тыс. руб	21420	10710
Страховые взносы от заработной платы, тыс. руб.	6426	3213
Выплаты за травматизм и професионал. риск, тыс. руб.	856,8	428,4
Итого, тыс. руб.	28702,8	14351,4

Одна вахта – один месяц строительства.

Следовательно, значение выплат по основному фонду труда за весь период строительства:

$$14351,4 * 6 = 86108,4 \text{ тыс. руб.}$$

Далее в таблице 11 представим результаты расчетов по капитальным вложениям в строительство установки подготовки газа.

Таблица 11 – Результаты расчетов по капитальным вложениям в строительство установки подготовки газа

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, тыс. руб.
1	Затраты на трубы и оборудование	20734,677
2	Фонд оплаты труда	64260
3	Страховые взносы	19278
4	Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск	2570,4
Итого:		106843,077

Ниже приведена структурная диаграмма капитальных вложений в строительство установки подготовки газа (см. рисунок 19).

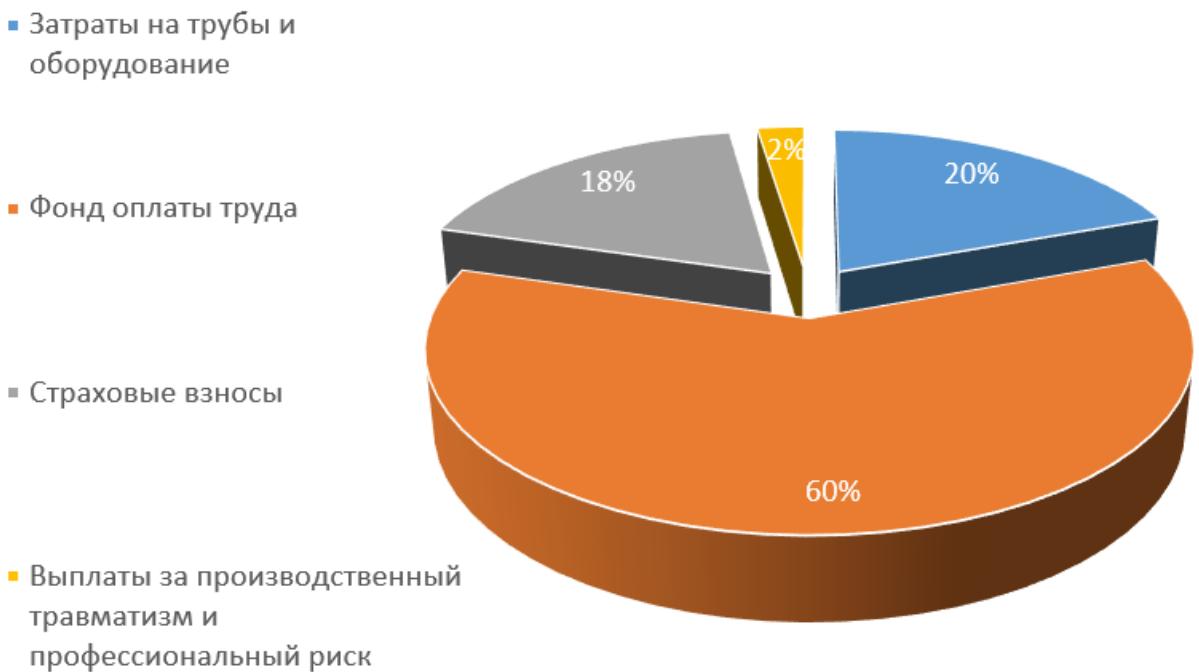


Рисунок 19 Структура капитальных вложений в строительство УПГ

По результатам расчетов капитальные вложения составили 106843,077 тыс. рублей.

## 9.2 Эксплуатационные затраты на обслуживание УПГ

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание установки подготовки газа выполнены по технологическим и стоимостным показателям. При расчетах учтены все налоговые отчисления и сборов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость предусмотрено соответствующими Законами и Постановлениями Правительства Российской Федерации.

Расходы, образующие себестоимость подготовки газа сгруппированы в соответствии с их экономическим содержанием последующим элементам:

материальные затраты, затраты на оплату труда, социальные выплаты, амортизация основных фондов, прочие затраты.

Годовой фонд оплаты труда приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Кол-во	Оклад, тыс. руб.	Районный коэффициент 30 % от оклада, тыс. руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, тыс. руб.	Итого за месяц на одного работника, тыс. руб.	Годовой фонд основной заработной платы, тыс. руб.
Мастер	4	120	36	60	216	864
Машинист компрессорной установки	4	80	24	40	144	576
Слесарь-ремонтник	4	82	24,6	41	147	590,4
Оператор ТУ	4	85	25,5	42,5	153	612
Итого:	12					2642,4

Зарплаты работников за месяц равны:

- мастер 120000 руб.
- машинист компрессорной установки 80000 руб.
- слесарь-ремонтник 82000 руб.
- оператор технологических установок 85000 руб.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы.

Затраты на взносы представлены в таблице 13.

Данные работы относятся к первому классу профессионального риска

Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,4 % от фонда заработной платы.

Таблица 13 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
Страховые взносы	792,720
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	105,688
Итого:	898,408

Сумма амортизационных отчислений  $\Sigma_{Amort}$  рассчитывается линейным методом по формуле:

$$\Sigma_{Amort} = \frac{C_{OC} \cdot H_e}{100\%} \quad (17)$$

где  $C_{OC}$  – первоначальная стоимость основного оборудования, руб;

$H_e$  – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_e = \frac{100}{C_p \cdot \text{службы}}$$

Сумма амортизационных отчислений приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Труба Ду 325x8	4853375	15	6,67	727642,43
Труба Ду100x4,5	53250	15	6,67	7983,51
Центробежный компрессор	8400000	15	6,67	1259370,31

Окончание таблицы 14

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Трехфазный сепаратор	457500	12	8,33	54921,97
Двухфазный сепаратор	915000	12	8,33	109843,94
Газопоршневой генератор	22033,3333	10	10	2203,33
Электродвигатель переменного тока Yutong YE2	125000	12	8,33	15006
Теплообменник с U-образными трубами	116666,666	15	6,67	17491,25
АВО-260-14/6	791825	15	6,67	118714,39
Зубчатый объемный моноблочный насос Calpeda I 25/4/A	69720	10	10	6972
Клапан предохранительный пружинный угловой сталь 17сбнж Ду100x150 Ру16	139327,5	8	12,5	11146,2
Дренажная емкость ЕП	331166,666	12	8,33	39755,9
Полупогружной насос	122578,333	10	10	12257,83
Шаровый кран	881455	15	6,67	132152,17
Итого				2515461,23

Затраты на текущий ремонт от основного оборудования составляют 5 % от полной стоимости оборудования (см. таблицу 15).

Таблица 15 – Затраты на текущий ремонт

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Сумма затрат на текущий ремонт., руб.
Труба Ду 325x8	4853375	242668,8
Труба Ду100x4,5	53250	2662,5
Центробежный компрессор	8400000	420000
Трехфазный сепаратор	457500	22875
Двухфазный сепаратор	915000	45750
Газопоршневой генератор	22033,33333	1101,667
Электродвигатель переменного тока Yutong YE2	125000	6250
Теплообменник с U-образными трубами	116666,6667	5833,333
АВО-260-14/6	791825	39591,25
Зубчатый объемный моноблочный насос Calpeda I 25/4/A	69720	3486
Клапан предохранительный пружинный угловой сталь 17сбнж Ду100x150 Ру16	139327,5	6966,375
Дренажная емкость ЕП	331166,6667	16558,33
Полупогружной насос	122578,3333	6128,917
Шаровый кран	881455	44072,75
Итого		863944,9

К оборудованию, потребляющему электроэнергию, относятся центробежный компрессор и полупогружной насос. Необходимо провести расчет затрат на электроэнергию.

Затраты на электроэнергию определяются по формуле, руб:

$$Z_3 = \frac{M \cdot K_m \cdot K_B \cdot t_3}{K_{n\delta}}, \quad (18)$$

где  $M$  – установленная мощность электродвигателей, кВт;  
 $K_m = 0,6 - 0,7$  – коэффициент использования электродвигателя;  
 $K_B = 0,6 - 0,8$  – коэффициент использования электродвигателей по времени;  
 $K_{n\delta} = 0,85 \dots 0,95$  – коэффициент полезного действия электродвигателя;  
 $t_3$  – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб.;  
Стоимость затрат на электроэнергию приведена в таблице 16

Таблица 16 – Стоимость затрат на электроэнергию

Вид оборудования	Стоимость, руб./кВт.ч	Мощность, кВт	Сумма в год, руб
Центробежный компрессор	4,14	55	1994652
Насос полупогружной		0,5	18133,2
Итого:			2012785,2

Подведем итог по результатам расчетов годовых эксплуатационных затрат на обслуживание установки.

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание установки подготовки газа приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Годовые эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты	Сумма, тыс. руб.
Фонд оплаты труда	2642,4
Страховые взносы	792,720
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	105,688
Амортизация	2515,46
Затраты на текущий ремонт	863,94
Затраты на электроэнергию	2012,79
Итого эксплуатационные расходы	8933,998

Структурная диаграмма годовых эксплуатационных затрат на обслуживание установки приведена на рисунке 20.

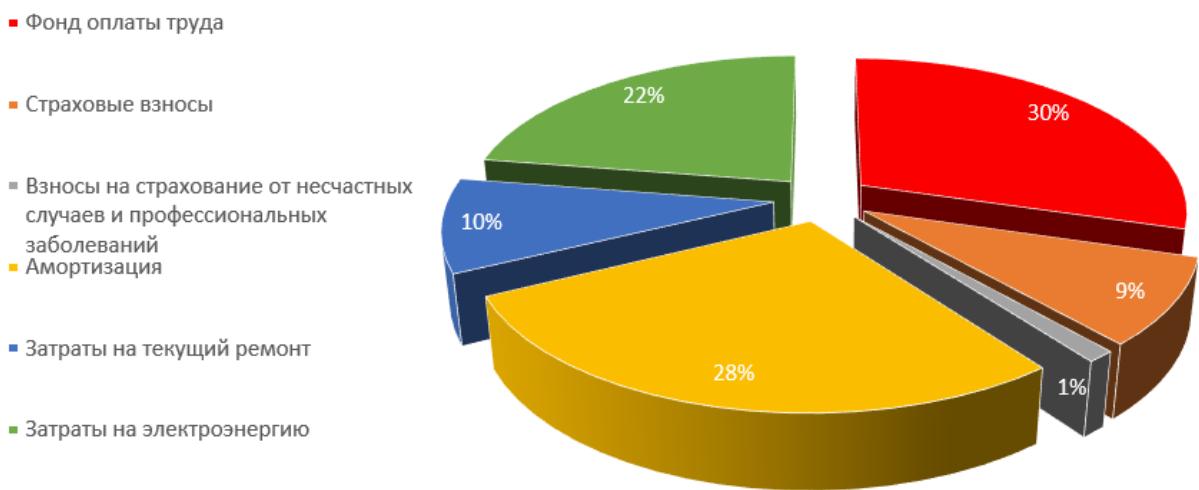


Рисунок 20 – Структура годовых эксплуатационных затрат

### 9.3 Обоснование экономической выгоды УПГ

По постановлению правительства «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» за сжигание газа в факелях и выброс вредных веществ в атмосферу компания обязана платить

денежные штрафы. Условные значения за выбросы вредных веществ от общего объема сжигания попутного нефтяного газа приведены в таблице 18. Ставки плат за выбросы вредных веществ начисляются в соответствии с Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 №913 (ред. от 24.01.2020) «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» [23].

Таблица 18 – Ставки плат за выбросы вредных веществ

Компонент	Цена за тонну выброса вредных веществ, руб	Количество выброса вредных веществ, т	Цена за выброс вредных веществ, руб
Оксид азота	93,5	1801,61	261950,535
Диоксид азота	138,8	11067,03	3756903,764
Оксид углерода	1,6	85781,9	28451,04
Сероводород	686,2	12,78	17690,236
Диоксид серы	45,4	41099,4	3137112,76
Углерод	1094,7	503,4	1095137,88
Итого			8297246,215

В итоге годовая сумма штрафов за выбросы составляет 8297246,215 руб.

## **10 Безопасность и экологичность**

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов на установке подготовки газа и методов защиты от них на основе требований нормативно-технической документации.

### **10.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

При сооружении и обслуживании установки и ее технологического оборудования возможны следующие опасные и вредные производственные факторы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов оператора технологических установок при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ представлены в таблице 19 [24].

Таблица 19 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Факторы по происхождению	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	<ul style="list-style-type: none"><li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li><li>- повышенный уровень вибрации;</li><li>- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li><li>- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</li><li>- падение с высоты.</li></ul>
Химические	<ul style="list-style-type: none"><li>- Вещества, обладающие токсичным и раздражающим действием на организм человека.</li></ul>
Психофизиологические	<ul style="list-style-type: none"><li>- Физические перегрузки;</li><li>– нервно-психические перегрузки.</li></ul>
Биологические	<ul style="list-style-type: none"><li>- Укусы насекомых.</li></ul>

По основному виду экономической деятельности установлен 1 профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [25].

При работе на установке возможны следующие аварийные ситуации:

- взрыв газовоздушной смеси;
- выброс газа с возгоранием и без него;
- разрушение технологического оборудования и трубопроводов.

Данные аварийные ситуации опасны для человека, так как это увеличивает риск отравления газом. Так же разрушения технологического оборудования и трубопроводов, так как поврежденное оборудование может травмировать рабочий персонал.

Для окружающей среды данные аварийные ситуации наносят вред в виде опасных веществ в атмосферу, самым опасным является диоксид углерода.

## **10.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом воздухе на объекте подготовки газа. Работы выполняются круглый год непрерывно.

Куюмбинское месторождение расположено в Эвенкии, на востоке от Енисея к северу от Ангары, преимущественно по левому берегу реки Подкаменная Тунгуска.

Климат данного месторождения преимущественно резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой и коротким тёплым летом, а также большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах от 60 °С до 70 °С северных широт, составляет -10 °С. Самые холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°С, возможно, что температура воздуха будет опускаться до -60°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, средняя скорость ветра равна 5...7 м/с [26].

Для обогрева рабочего персонала на объекте установлены вагон-бытовки с приборами отопления. Освещенность в вагонах 50 Лк, температура равна 20 °С.

Отопительные приборы размещены под световыми проемами в местах, доступных для осмотра, ремонта и очистки. Не разрешается размещать приборы отопления на расстоянии (в свету) менее 100 мм от поверхности стен.

### **10.3 Санитарные требования к размещению используемого оборудования**

Укрытие газоперекачивающего агрегата располагается на свайном фундаменте, на высоте 1...1,5 м. Площадь производственного помещения составляет 30...35 м<sup>2</sup>. Объем рабочей зоны 100...110 м<sup>3</sup>. Эти данные соответствуют нормативным требованиям для работы двух человек [27].

В помещении укрытия газоперекачивающего агрегата находятся опасные проходы, так как они располагаются рядом с нагретыми поверхностями и вращающимся оборудованием. Такие проходы оборудованы ограждением и предупредительными знаками [28].

В помещении установлены два типа вентиляции фирмы «Сибтек»: приточно-вытяжная и аварийная. Приточно-вытяжная вентиляция выбрана потому, что рабочий персонал находится в помещении только во время плановых осмотров оборудования или ремонта. Аварийная вентиляция необходима для ликвидации возможных выбросов газа.

В производственном помещении предусмотрено аварийное и рабочее освещение освещенностью 50 лк. В помещении размещено освещение фирмы Citilux.

При работах в зонах повышенного шума и общей вибрации от при сооружении и эксплуатации установки подготовки газа применяемое оборудование превышает норму предельно допустимых значений 50 децибелпри работах необходимо использовать противошумные наушники «KRAFTOOL».

Так же для персонала предусмотрена выдача спецодежды, обуви и средств индивидуальной защиты:

- специальный костюм;
- кожаные ботинки;
- каска;
- брезентовые перчатки;
- противогаз.

Зимой персонал дополнительно оснащается утепленным зимним костюмом и обувью.

Средства и методы защиты от шума на установке подготовки газа:

- звукоизолирующие кожухи;
- звукоизолирующие кабины;
- акустические экраны, выгородки.

Для гашения вибрации применяются методы виброгашения и виброизоляции [29].

#### **10.4 Обеспечение безопасности технологического процесс**

Человек, находящийся в среде с небольшим содержанием природного газа или паров сжиженного газа в воздухе, испытывает кислородное голодание, а при значительных концентрациях может погибнуть от удушья. Сжиженные

углеводородные газы действуют на организм наркотически, попадая на тело человека, вызывают обмораживание, напоминающее ожог.

Для контроля воздушной среды за содержанием вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора [30].

Для персонала предусмотрены следующие защитные меры:

- у каждого сотрудника, привлекаемого к газоопасным работам должен быть личный противогаз;
- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты;
- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров лиц, имеющих контакт с вредными веществами.

Электрооборудование, эксплуатируемое на установке, изготовлено во взрывозащищенном исполнении. Степень защиты электрооборудования на АГРС Ip55.

Напряжение для переносных светильников во взрывозащищенном исполнении должно быть не более 12 В.

Отбор проб проводится через специальные вентили с помощью герметизированных пробоотборников. В холодное время года необходимо постоянно следить за работой электрообогрева.

Все нетоковедущие металлические части электрооборудования, технологического оборудования, а также строительных металлоконструкций должно быть заземлены.

Все пусковые электрические устройства должны быть оборудованы кожухами, и места их установки ограждены.

Металлические части машин и механизмов с электроприводами, должны быть заземлены.

Производство огневых работ допускается только по специальному письменному разрешению.

Для защиты от разрядов статического электричества должно быть обеспечено:

- предотвращение накопления зарядов на металлическом оборудовании;
- ослабление генерирования зарядов на твердых телах и в жидкостях;
- устранение взрывоопасной смеси горючих веществ с воздухом в местах образования и накопления зарядов;
- предотвращение накопления зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков;
- нейтрализация зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков в процессах их возникновения или накопления.

Площадки для обслуживания оборудования, КИПиА, переходные мостики, расположенные в помещениях на высоте более 0,75 м от уровня пола и лестницы, ведущие к ним, должны иметь нескользкие настилы, сплошную обшивку понизу на высоту 100...150 мм, ограждения (перила) высотой не менее 1 м.

Площадки обслуживания, лестницы и элементы их конструкций должны быть выполнены в соответствии с нормативными требованиями.

Полы во всех помещениях должны быть ровными и не иметь выступов. Все углубления в полу (колодцы, приямки, каналы) должны перекрываться снимающимися плитами из несгораемого материала необходимой прочности с нескользкой (рифленой) поверхностью, или ограждаться перилами высотой не менее 1 м, с зашивкой понизу высотой не менее 150 мм.

## **10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами возникновения пожаров являются несоблюдение техники безопасности при работе, утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа по причине несоблюдения правил эксплуатации оборудования [28].

В условиях подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как сам газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, реагенты и поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [31].

Наиболее характерными причинами пожаров на ГРС являются:

- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат);
- неисправность отопительных приборов;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- нарушение требований пожарной безопасности при эксплуатации (ремонте) водогрейных отопительных котлов;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- самовозгорание горючих веществ.

В таблице 20 для составляющих газа приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК).

Все помещения ГРС должны быть оснащены средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения: огнетушители, специальные не горящие ткани (кошма, асbestosые полотна) и пожарные щиты.

На площадке ГРС предусмотрена организация автоматической системы пожарной сигнализации. Здания, сооружения и другие объекты ГРС подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС).

Таблица 20 – Характеристики горючих веществ

Наименование вещества	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	По объему (%)		По массе (мг/м <sup>3</sup> )			
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР	% об.	Мг/м <sup>3</sup>
Метан	5	15,7	33000	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	36000	186000	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись азота	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Блок ГРС и блок электроснабжения линейных потребителей являются изделиями полной заводской готовности, оборудуются датчиками пожарной сигнализации и ручными извещателями у выходов.

Согласно классификации по взрыво- и пожароопасности на дверях (воротах) здания, помещений, сооружений должны быть установлены металлические знаки с надписями соответствующей классификации [32].

На территории рабочей зоны устанавливается автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная пожарными ручными извещателями Falcon Eye FE на расстоянии через каждые 50 метров [33].

На объекте на случай возникновения пожара размещены первичные средства пожаротушения.

Инвентарь находится на щитах, в специально отведенном месте. Использование противопожарного инвентаря не по назначению запрещено.

## 10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможными аварийными ситуациями на установке подготовки газа могут быть:

- разрыв газопровода и возгорание газа;
- пожар на компрессорной станции;

- утечка газа на технологическом оборудовании;
- повышенное давление на сепараторе;
- превышение допустимого уровня дренажной емкости;
- выход из строя предохранительных клапанов.

В таблице 21 указаны основные поражающие факторы, возникающие при взрыве технологического оборудования [34].

**Таблица 21 – Параметры поражающих факторов при взрыве технологического оборудования.**

Поражающий фактор источника аварии	Параметр поражающего фактора источника аварии
Воздушная ударная волна	Избыточное давление во фронте ударной волны; Длительность фазы сжатия; Импульс фазы сжатия.
Обломки, осколки	Масса обломка, осколка; Скорость разлета обломка, осколка.
Тепловое излучение	Энергия теплового излучения; Мощность теплового излучения; Время действия источника теплового излучения.

По группам ГО объект некатегорирован.

В таблице 22 приведены возможные причины технического и технологического характера, способные привести к аварии, а также способы их предупреждения и устранения

Рабочий персонал, выполняющий работы на установке подготовки газа, оснащен противогазами, газоанализаторами и медицинскими аптечками.

Чтобы исключить вероятность возникновения аварийный ситуаций, необходимо проводить ежедневный осмотр технологического оборудования, а также снимать показания с измерительных приборов.

Таблица 22 – Возможные причины технического и технологического характера

Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения неполадок	Действия персонала по предупреждению и устраниению неполадок
Давление в газосепараторе повышенное или пониженное	1. Отказ в работе регулирующего клапана.	1. Проверить работу приборов автоматики, если они не исправны сообщить диспетчеру. 2. Давление в газоосушителе поддерживать работой задвижки на байпасной линии
Завышенный уровень конденсата в газосепараторе ГС-1	1. Отказ в работе сигнализатора предельного уровня.	1. Проверить работу приборов автоматики, если они неисправны сообщить диспетчеру.
Увеличение температуры дымовых газов нагревателя П-1,2,3 выше нормы	1. Неисправность горелок в теплообменной камере.	1. Установить причины повышения температуры, проверить давление на горелке. 2. Отрегулировать режим работы горелок согласно режимной карте данной печи. 3. Остановить работу подогревателя.
Газ на запальной горелке воспламеняется, но горит в течение промежутка времени, недостаточного для розжига основных горелок	1. Происходит отрыв пламени запальной горелки потоком воздуха	1. Отрегулировать подачу воздуха на запальную горелку

Для безопасного запуска установки подготовки газа после ликвидации аварии необходимо обследовать сооружения, технологическое оборудование, чтобы убедиться в их работоспособности и соответствии правилам безопасности. После этого установка переходит в режим работы.

## **10.7 Экологичность проекта**

Описанный в данной работе способ очистки и осушки газа позволяет максимально повысить эффективность подготовки газа. Продукты выделения, получаемые на этапах очистки, утилизируются. Этим достигается безотходность и высокая экологичность технологического процесса.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе проведения дипломной работы была спроектирована установка подготовки газа, расположенная на Куюмбинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Эта установка предназначена для повышения энергоэффективности подготовки и сжатия газа для его последующей транспортировки по магистральным трубопроводам. В работе произведен патентный обзор, определены основные свойства газа, подобрано технологическое оборудование для установки подготовки газа.

Экономическая часть работы содержит расчеты единовременных капитальных затрат на строительство установки подготовки газа, составивших в и эксплуатационных расходов на обслуживание объекта.

В разделе «Безопасность и экологичность» произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, а также представлены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения строительных и монтажных работ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа : постановление Правительства РФ от 08.11.2012 №1148 (ред. от 28.12.2017) – 2012. 4с

2 ПАО Транснефть [Электронный ресурс] : Таежный транзит. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg7-6>

3 Клименко А. П. Сжиженные углеводородные газы : 3-е издание / А. П. Клименко. – Москва : Недра, 1974. – 367 с.

4 СТО Газпром РД 1.14-139 – 2005 Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО «Газпром» по санитарным

5 Экологические проблемы индустриальных мегаполисов: Сборник трудов международной научно–практической конференции. Донецк 30–31 мая 2011., – Донецк, ДонНТУ Министерства образования и науки Украины, 2011 – 188–193 с.

6 Блочно-модульное оборудование для газопереработки [Электронный ресурс] : Подготовка природного газа к транспортировке в трубопроводе. – Режим доступа : <https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/metody-podgotovki-prirodnogo-gaza-k-transportirovke-v-truboprovode>

7 НИПИ ОНГМ [Электронный ресурс] : Установки подготовки попутного нефтяного газа. – Режим доступа : <http://nipi-ongm.ru/engineering/delivery-of-the-equipment/installation-preparation-purification-and-utilization-of-natural-and-associated-petroleum-gas/installation-preparation-of-associated-petroleum-gas-uppg-/>

8 А4 [Электронный ресурс] : Низкотемпературная конденсация газа. – Режим доступа : <http://gk-a4.ru/ntk/>

9 ГазпромТрансгаз [Электронный ресурс] : Абсорбция газа. – Режим доступа : <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/proekt-azbuka-proizvodstva/>

10 Хелпикс.Орг [Электронный ресурс] : Адсорбционная очистка газов. – Режим доступа : <https://helpiks.org/1-132223.html>

11 Хелпикс. Орг [Электронный ресурс] : Состав сооружений магистральных газопроводов. – Режим доступа : <https://helpiks.org/5-42360.html>

12 Лекции [Электронный ресурс] : Состав сооружений магистральных газопроводов. – Режим доступа : <https://poisk-ru.ru/s29066t10.html>

13 Вертепов, А.Г. Методическая унификация расчетов выходных показателей ГТУ / А.Г. Вертепов, А.А. Вертепов, В.В. Чиненов // Газовая промышленность. – №3. – 2010. – 56 с.

14 ГОСТ Р 55598 – 2013 Попутный нефтяной газ. Критерии классификации – Введ.01.01.2014. Москва, 2014. – 19 с.

15 Пат. №2692859 С1 Российская Федерация. Способ использования углеводородного газа и модульная компрессорная установка для его осуществления. Владелец патента: Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ») (RU).

16 Rep Холдинг [Электронный ресурс] : Модернизированный агрегат на базе компрессора К320. – Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/oil/699/>

17 Razmszh [Электронный ресурс] : Газовые сепараторы сетчатые. – Режим доступа : <https://rzmash.ru/separatory/gazovye-separatory-setchatyegs-1-i-gs-2/>

18 ЕвроМаш [Электронный ресурс] : Аппараты воздушного охлаждения. – Режим доступа : <https://www.evromash.ru/catalog/venti/vg/drycoolers/>

19 Promo [Электронный ресурс] : Назначение и места установки предохранительных клапанов. – Режим доступа : <https://englishpromo.ru/2019/12/naznachenie-i-mesta-ustanovki-predohranitelnyh/>

20 Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279)

21 ИнформСреда [Электронный ресурс] : ФСС НС и ПЗ. – Режим доступа : <https://itsreda.ru/articles/nalogi-vznosy/fss-ns-pz/>

22 RG.RU [Электронный ресурс] : Зарплаты, согласно Росстату. – Режим доступа : <https://rg.ru/2020/08/21/rosstat-nazval-otrasli-s-samymi-vysokimi-zarplatami.html>

23 Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа : постановление Правительства РФ от 08.11.2012 №1148 (ред. от 28.12.2017) – 2012. 4с.

24 Судебные и нормативные акты РФ [Электронный ресурс] : Опасные и вредные производственные факторы, которые могут воздействовать на работников. – Режим доступа : <https://sudact.ru/law/rasporiazhenie-oao-rzhd-ot-16012014-n-48r/pot-rzhd-4100612-tsss-028-2013/i/1.3/>

25 Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279)

26 СП 131.13330.2012 Строительная климатология.

27 Судебные и нормативные акты РФ[Электронный ресурс] : Требования к освещению. – Режим доступа : [https://sudact.ru/law/postanovlenie-glavnogo-gosudarstvennogo-sanitarnogo-vracha-rf-ot\\_1050/sp-2.5.1198-03/v/5.1/trebovaniia-k-osveshcheniiu-vagonov/](https://sudact.ru/law/postanovlenie-glavnogo-gosudarstvennogo-sanitarnogo-vracha-rf-ot_1050/sp-2.5.1198-03/v/5.1/trebovaniia-k-osveshcheniiu-vagonov/)

28 Судебные и нормативные акты РФ [Электронный ресурс] : Требования к производственным помещениям – Режим доступа : <https://sudact.ru/law/pot-ro-14000-001-98-pravila-po-okhrane-truda/pravila/3/>

29 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 9 декабря 2014 г. N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"

30 Межгосударственный стандарт ГОСТ 20448-90"Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия"(утв. постановлением Госстандарта СССР от 29 декабря 1990 г. N 3605) (Докипедия: Межгосударственный стандарт ГОСТ 20448-90"Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия"(утв. постановлением Госстандарта СССР от 29 декабря 1990 г. N 3605))

31 ГОСТ Р 55415 – 2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные– Введ.01.12.2013. Москва, 2013. – 12 с.

32 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ.01.05.2009. Москва, 2009. – 32 с.

33 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты – Введ.01.05.2009. – Москва, 2009. – 19 с.

34 ГОСТ Р 56091 – 2014 Техническое расследование и учет аварий и инцидентов на объектах единой и региональных систем газоснабжения– Введ.01.01.2015. – Москва, 2015. – 29 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

/А.Н. Сокольников

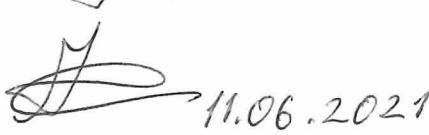
« 21 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования  
газа

Руководитель  11.06.21 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник  11.06.2021 Б.Б. Асанбеков

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования  
газа»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусиаченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение энергоэффективности процессов подготовки и компримирования газа» содержит 80 страниц текстового документа, 6 листов графического материала и 34 использованных источника.

ГАЗ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА, КОМПРЕССОР, СЕПАРАТОР, ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ ГАЗА, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА.

Объект работы – установка подготовки и компримирования газа на Куюбинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет исследования – процесс отделения газа от нефтегазоводяной смеси (НГВС) и подготовка газа на нефтегазоконденсатном месторождении для последующего транспортирования.

Цель работы – разработка эффективного и экономически выгодного способа подготовки и компримирования газа.

Задачи:

- провести анализ запасов газа на месторождении и определить свойства газа и требования к его качеству для последующего транспортирования;
- исследовать существующие методы подготовки газа;
- провести патентно-информационный поиск для выбора наиболее эффективного способа подготовки газа;
- подобрать оборудование для подготовки и компримирования газа, и составить технологическую схему установки подготовки газа.

В настоящей бакалаврской работе проведен патентно-информационный поиск способов подготовки газа, произведены расчеты параметров газа, осуществлен подбор основного и вспомогательного оборудования установки подготовки газа; рассмотрены особенности технического обслуживания оборудования.

В экономической части работы приведены расчеты единовременных капитальных затрат на строительство установки подготовки газа и эксплуатационных расходов на обеспечение работы установки.

Раздел безопасность и экологичность содержит анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения строительных и монтажных работ, перечислены требования к размещению используемого оборудования установки подготовки газа, указаны требования безопасности технологического процесса, пожарной и взрывопожарной безопасности.