

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном
месторождении

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

Н.Е. Онухов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А. Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении» содержит 61 страницу, 18 таблиц, 13 рисунков, 33 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект проектирования: установка подготовки газа.

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР, ГАЗОСЕПАРАТОР, ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ, ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ ГАЗА, УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА.

В настоящей бакалаврской работе проведен патентно-технический обзор, произведены расчеты параметров газа, произведен подбор основного и вспомогательного оборудования установки подготовки газа; проведен обзор характеристик оборудования и вспомогательных систем; 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

Реферат	3
Введение.....	6
Основная часть	8
1 Описание месторождения	8
1.1 География месторождения.....	8
1.2 История развития и запасы.....	8
1.3 Освоение	9
2 Утилизации попутного газа	9
2.1 Попутный нефтяной газ и его характеристика.....	9
2.2 Действующий метод утилизации ПНГ	11
2.3 Причины рационального использования ПНГ	13
2.4 Варианты использования попутного нефтяного газа	13
2.5 Зарубежный опыт использования ПНГ	14
3 Патентно-информационный обзор	15
3.1 Способ дополнительной осушки и очистки газа ПНГ	16
3.2 Анализ и сравнение с другими способами очистки	17
4 Процесс очистки газа	19
4.1 Описание процесса отделения газа до установки подготовки	19
4.2 Описание процесса очистки газа на УПГ	20
4.3Преимущества применяемой системы.....	21
5 Утилизация газа низкого давления.....	22
6 Изоляция трубопроводов.....	22
7 Расчетная часть.....	24
7.1 Определение свойств газа	24

7.2 Подбор оборудования	30
8 Экономическая часть	39
8.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство УПГ	39
8.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание УПГ	44
8.3 Основные технико-экономические показатели	49
8.4 Обоснование экономической выгоды УПГ	50
9 Безопасность и экологичность	50
9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	51
9.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ	52
9.3 Санитарные требования к размещению используемого оборудования	53
9.4 Обеспечение безопасности технологического процесс	54
9.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	54
9.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	55
9.7 Экологичность проекта.....	56
Заключение	57
Список использованных источников	58

ВВЕДЕНИЕ

Утилизация попутного нефтяного газа является актуальной проблемой для современной нефтегазовой отрасли России.

Утилизация – это потребление с пользой энергетических ресурсов, которые не нашли прямого применения по своему назначению, а также вторичных ресурсов, отходов производства и потребления. Поэтому необходимо искать технологии для реализации этих ресурсов.

Сжигание попутного нефтяного газа в факельных системах несет за собой следующие негативные факторы:

- загрязнение окружающей среды;
- потеря ценного природного ресурса;

Так же есть еще и экономический фактор. Им является постановление правительства РФ, которое устанавливает обязательное требование к нефтегазовым компаниям об утилизации 95 % добываемого попутного нефтяного газа. Помимо этого, данное постановление ограничивает объем сжигания попутного нефтяного газа факелах на месторождениях и повышает платежи за сжигание газа, выше допустимой нормы. Данный документ обязует нефтегазовые компании при сжигании газа я платить денежные штрафы, что является потерей прибыли [1].

При рациональном использовании попутного нефтяного газа исключается загрязнение окружающей среды, повышается прибыль предприятия, так как штрафы за вредные выплаты платить не придется, а за поставку ценного ресурса потребителю компания будет получать прибыль.

Целью настоящей дипломной работы является разработка узла комплексной подготовки газа для дальнейшего его использования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ углеводородных запасов на месторождении и определение свойств газа на месторождении;

- проведение патентно-технического обзора и выбор наиболее эффективного способа подготовки газа;

- составление технологической схемы установки подготовки газа;

- подбор соответствующего оборудования для установки.

Предмет исследования – отделение и подготовка газа на нефтегазоконденсатном месторождении для его дальнейшего использования.

В качестве объекта исследования взято Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Описание месторождения

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края, входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции и приурочено к природному резервуару в рифейских доломитовых породах-коллекторах, средний возраст которых составляет от 700 тыс. до 1 млн. лет. Лицензия на освоение месторождения принадлежит ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

1.1 География месторождения

Куюмбинское нефтегазовое месторождение относится к Сибирской платформе. Территориально оно расположено в Эвенкии, на востоке от Енисея и к северу от Ангары, преимущественно по левому берегу реки Подкаменная Тунгуска.

Извлекаемые запасы углеводородов залегают на глубине 2,2...2,5 км, преимущественно в трещинах, пустотах и кавернах доломитов. Газовая залежь расположена в западной части месторождения на глубине 2,2 км. Углеводороды Куюмбинского месторождения залегают неравномерно, это связано неоднородным строением нефтегазоносного резервуара [2].

1.2 История развития и запасы

Куюмбинское месторождение было открыто в 1973 г., когда в ходе бурения скважины «Куюмбинская-1» была вскрыта газовая залежь в верхней части рифея. Исследовательские и геологоразведочные работы начались в 1996

г. К 2006 г. на месторождении было разведано порядка 200 млн тонн нефти, разведка 2013 г. оценила запасы месторождения в 281 млн тонн нефти.

С 2010 г. на Куюмбинском месторождении активно ведутся работы по развитию производственной инфраструктуры и подготовке запасов углеводородов к промышленной разработке. На данный момент к категории промышленных относится чуть более трети всех запасов месторождения. На Куюмбе бурятся поисково-разведочные скважины, ведется 3D-сейсморазведка.

Совокупные запасы Юрубчено-Тохомского блока оцениваются в 800...1200 млн т. нефти и свыше 2 трлн м³ газа [2].

1.3 Освоение

Неразвитая инфраструктура осложняла освоение данного месторождения. Так как на данной территории отсутствуют железные дороги и автомагистрали, транспортировка добытых нефти и газа может осуществляться только трубопроводным транспортом.

В начале 2017 года ПАО «Транснефть» запустила в эксплуатацию новый магистральный нефтепровод Куюмба – Тайшет. Семисоткилометровая труба соединила месторождения севера Красноярского края с трубопроводной системой ВСТО и открыла нефтяникам путь на азиатско-тихоокеанский нефтяной рынок и к нефтеперерабатывающим заводам Дальнего Востока[2].

2 Утилизации попутного газа

2.1 Попутный нефтяной газ и его характеристика

Попутный нефтяной газ (ПНГ) является природным углеводородным газом (смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений [3].

Попутный нефтяной газ и нефть залегают вместе в одних пластах. В условиях большого давления данные эти вещества скапливаются в порах, проходя процесс непрерывного преобразования, микро капиллярными силами поднимаются вверх. По мере выхода вверх, есть вероятность образования ловушки, то есть, когда более плотный пласт накрывает пласт, по которому мигрирует углеводород, и так происходит накопление. Когда накапливается достаточно углеводородов, происходит процесс вытеснения солёной воды, более тяжёлой, чем нефть. Далее нефть отделяется от более лёгкого газа, но при этом часть растворённого газа остаётся в жидкой фракции. Именно отделившаяся вода и газ служат инструментом выталкивания нефти наружу, образуя водо- или газонапорные режимы.

Разработчики месторождения выбирают количество скважин, основываясь на условия 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 [4].

Состав попутного нефтяного газа различается в зависимости от месторождения и его геологического строения. В среднем, по месторождениям доля содержания метана в таком газе составляет 70 % (для сравнения – природный газ имеет в метан своём составе до 99 % объёма). Большое количество примесей создаёт, трудности для транспортировки газа посредством газотранспортной системы (ГТС), но, наличие таких крайне важных составляющих, как этан, пропан, бутан, изобутан и др. делает попутный газ крайне желанным сырьём для нефтехимического производства [5].

2.2 Действующий метод утилизации ПНГ

При поступлении нефтегазоводоносной смеси на установку подготовки нефти газ отделяется и 90 % поступает на факельную систему. Лишь 10 % используется для нужд месторождения.

К факелам газ подводится через трубопроводы, далее происходит его сжигание.

Факельные системы бывают открытые и закрытые. В открытой факельной системе газ выходит через вертикальный ствол высотой до 4 метров. Пример закрытой факельной установки показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Факельная установка открытого типа

Закрытые факельные установки представляют собой мобильные горизонтальные установки, размещённые на треногах. При сжигании в них ПНГ не выделяется дым и пар, отсутствует запах, шум, тепловой шлейф, а

также нет видимого пламени. Пример закрытой факельной установки показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Факельная установка закрытого типа

Стоит отметить, что закрытые факельные установки более экономичны, безопасны и их можно устанавливать в густонаселенных пунктах [6].

Перед подачей газа в факельные системы он проходит подготовку в виде очистки от тяжёлых углеводородов, влаги, солей, сероводорода.

Но, несмотря на подготовку, горения газа в факельных установках является опасным процессом.

Во-первых, так как на месторождении используется факельная установка открытого типа, данный процесс обладает высокой взрывоопасностью. Вероятность взрыва имеет большую вероятность из-за открытого пламени и в случае попадания газа, смешанного с атмосферным воздухом. Попадание кислорода в ствол установки возможно во время сильных ветров или в результате низкой скорости потока сбрасываемого в факел ПНГ.

Во-вторых, в процессе горения от факельных установок в атмосферу выделяется большое количество опасных веществ, а именно, углекислого газа [7].

2.3 Причины рационального использования ПНГ

Как было сказано в предыдущем пункте, сжигание ПНГ в факелах наносит значительный ущерб экологии. Но такой способ утилизации является и экономически невыгодным, так такой ценный ресурс превращается в отходы нефтегазовой промышленности.

Факельная установка имеет минимальные первоначальные вложения, но в перспективе эффективнее будут такие способы утилизации:

- закачка газа в пласт;
- строительство газотранспортной системы до потребителя;
- осушка и очистка для использования газотурбинных электростанций.

Не стоит забывать и о постановлении Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148, согласно которому за сжигание газа компания обязана выплачивать штрафы, тем самым неся убытки.

Стоит отметить, что сжигание газа в факелах несет и экологический вред. Сжигание газа в факелах – основной источник загрязнения окружающей среды. В атмосферу выбрасывается большое количество опасных и вредных веществ, а именно таких как оксид углерода, оксид азота, сажа.

2.4 Варианты использования попутного нефтяного газа

Варианты использования попутного нефтяного газа актуальны для всего мира, но в каждой стране газ используют по – разному и в разных количествах.

Сжигание газа в факельных установках было самым распространенным способом утилизации попутного нефтяного газа, но со второй половины прошлого века нефтедобывающие страны стали вводить ограничение на

сжигание газа и стимулировать компании к рациональному использованию этого ценного ресурса. Рассмотрим методы рационального использования попутного нефтяного газа.

Один из методов экологически чистого использования попутного нефтяного газа это закачка газ обратно в пласт. Данный метод применяется для повышения пластового давления тем самым сохраняя нефтеотдачу.

Попутный нефтяной газ может использоваться на нефтепромысле в качестве источника электроэнергии. Попутный нефтяной газ проходит этапы осушки и очистки и после этого подается на газотурбинные и газопоршневые электростанции. Также попутный газ может использоваться в качестве отопления помещений, находящихся на территории нефтепромысла.

Также попутный нефтяной газ можно направлять на газоперерабатывающие заводы по магистральным газопроводам. На заводе газ пройдет тщательную подготовку и переработку и будет готов для поставки потребителям.

В последнее время появилась новая технология переработки попутного нефтяного газа. Данная технология позволяет получать из попутного нефтяного газа жидкие нефтепродукты, метанол и химические полуфабрикаты.

Выбор метода использования попутного нефтяного газа зависит от удаленности месторождения и сложности транспортировки. Но с экономической точки зрения рациональное использование попутного нефтяного газа экономически и экологически выгоднее, чем сжигание в факельных установках.

2.5 Зарубежный опыт использования ПНГ

В зарубежных странах использование попутного нефтяного газа решается на уровне национальных программ, привлекаются финансовые и материальные ресурсы. Такой подход обеспечивает полную утилизацию попутного нефтяного газа.

В США не существует деления газа на природный и нефтяной. И тот и тот источник энергии является естественным и подвергается процессу переработки.

Чаще всего зарубежные нефтегазовые компании стремятся переработать газ в условиях промысла. Но стоит отметить, что оценка промысловой переработке дается с учетом допустимой нормы прибыли и возврата вложенных средств в короткие сроки.

Основная особенность объектов подготовки нефти и газа на зарубежных промыслах – органическая связь нефти и газа с комплексом всего месторождения. На комплексе проходит подготовка нефти и газа одновременно, это позволяет уменьшить капитальные вложения и территорию объектов подготовки нефти и газа.

В некоторых странах закреплен законодательно запрет на добычу и подготовку нефти, если на объекте отсутствует пункт подготовки газа.

За рубежом широко применяются центробежные компрессоры с приводом от газовых турбин. Одной из главных особенностей компрессоров зарубежного производства является наличие воздушного многоступенчатого охлаждения, а также применение приводов разных типов. Эта особенность делает компрессоры более эффективными.

Высокое и эффективное использование попутного нефтяного газа за рубежом можно объяснить наличием мощной газоперерабатывающей промышленности.

3 Патентно-информационный обзор

Для выбора более эффективного способа утилизации газа был проведен патентно-информационный поиск.

За основу был взят патент RU 2554134 «Способ дополнительной осушки и очистки газа попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода для

дальнейшего его использования в качестве топлива в газогенераторных установках и система его осуществления».

3.1 Способ дополнительной осушки и очистки газа ПНГ

Способ дополнительной осушки и очистки попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода для дальнейшего его использования в качестве топлива в газогенераторных установках и система его осуществления включает в себя подачу отсепарированного газа под давлением 0,4 МПа в блочную компрессорную станцию (5), после этого газ под давлением 0,52 МПа подается на газосепаратор (3) для осушки и компримирования. Затем газ очищается от механических примесей в двух последовательно установленных фильтрах для очистки газа. Далее газ подается на блочно-комплектные электростанции на базе микротурбин (4) для его утилизации. Технологическая схема представлена на рисунке 3[8].

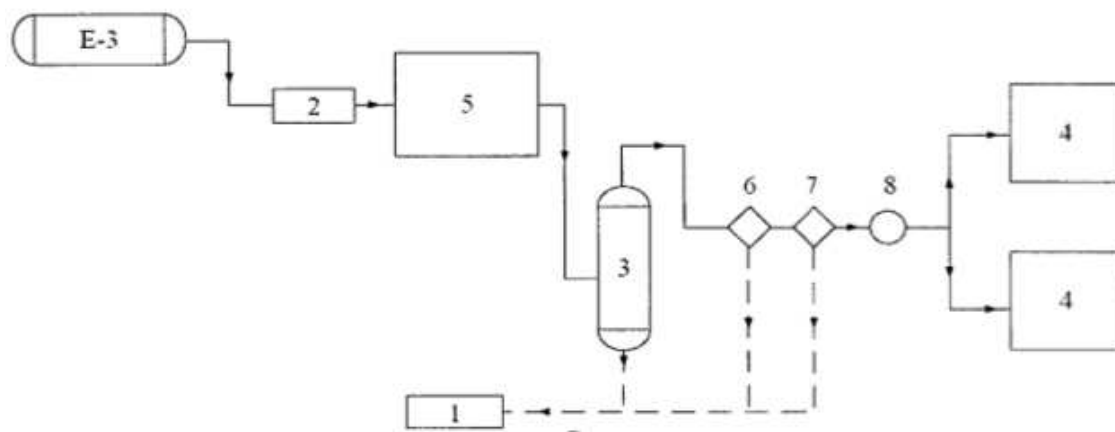


Рисунок 3 – Технологическая схема дополнительной осушки и очистки газа

Система осушки и очистки попутного нефтяного газа содержит последовательно соединенные емкость для отсепарированного попутного нефтяного газа (E-3), конденсатосборник (2), блочную компрессорную станцию (5), газосепаратор-ресивер (3), по меньшей мере, два последовательно

расположенных фильтра для очистки газа от механических примесей (6,7), и, по меньшей мере, две блочно-комплектные электростанции (4). Технический результат заключается в повышении эффективности осушки и очистки попутного нефтяного газа.

3.2 Анализ и сравнение с другими способами очистки

Известен способ очистки газа с помощью низкотемпературной сепарации. Пример представлен на рисунке 4. Способ включает предварительную сепарацию газа, конденсата смешивание газа с гликолем, охлаждение газа предварительной с помощью низкотемпературной сепарации и выветривание конденсата, смешение с газом выветривания с гликолем, дросселирование и сепарацию полученной смеси с получением газа, выводимого с установки после нагрева, и конденсата, который дросселируют и сепарируют с получением газа выветривания и выветренного конденсата, направляемого после нагрева на стабилизацию в смеси с углеводородным конденсатом, а также отработанного раствора гликоля, направляемого на утилизацию в смеси с водным конденсатом [9].

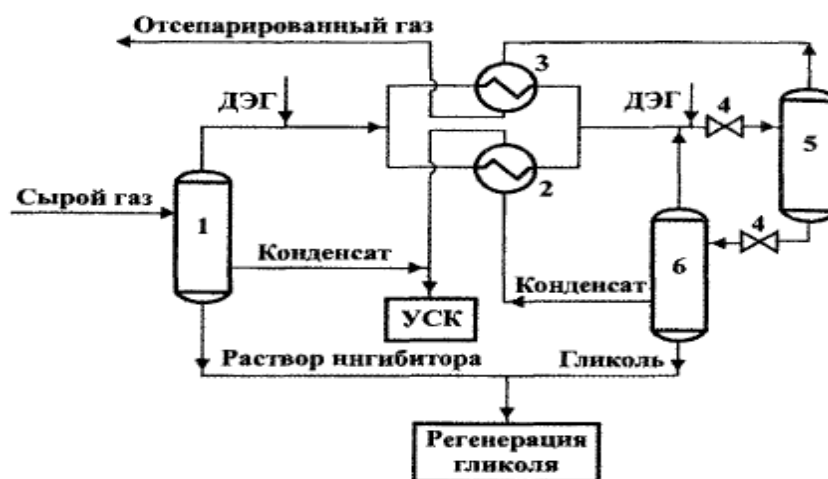


Рисунок 4 – Технологическая схема низкотемпературной сепарации газа

Недостатками данного способа являются:

- высокие потери легких компонентов;
- низкая степень извлечения тяжелых углеводородов.

Известен способ адсорбционной осушки, очистки и низкотемпературного разделения нефтяного газа. Комплекс включает последовательно располагающиеся блок адсорбционной осушки и очистки газа, они снабжены адсорберами с цеолитом, и блок низкотемпературной конденсации, который снабжен устройством охлаждения газа. Данный комплекс содержит холодильный блок, который соединении трубопроводами подачи и отвода хладагента с устройством охлаждения очищенного газа блока низкотемпературной конденсации, и блок нагрева и охлаждения высокотемпературного теплоносителя, соединенный трубопроводами с блоком адсорбционной осушки и очистки газа.

Адсорберы скомпонованы, по меньшей мере, двумя модулями - первым и вторым, каждый из которых содержит, по меньшей мере, два адсорбера, параллельно соединенных друг с другом трубопроводами подачи газа и отвода очищенного газа, и последовательно соединенных друг с другом трубопроводами подачи газа регенерации и отвода насыщенного газа регенерации.

Модули параллельно соединены друг с другом трубопроводами подачи газа и отвода очищенного газа, также параллельно соединены друг с другом трубопроводами подачи газа регенерации и отвода насыщенного газа регенерации, также параллельно соединены друг с другом трубопроводами подачи и отвода высокотемпературного теплоносителя [10].

Недостатком данного способа являются:

- высокие первоначальные капитальные затраты;
- сложное устройство технологической схемы;
- постоянное обеспечение адсорберов сорбентом;
- происходит недостаточно полная очистка и осушка газа.

Технический результат изобретения патента RU 2554134 заключается в том, чтобы повысить эффективность осушки и очистки попутного нефтяного газа, упростить технологическую схему и эксплуатацию установки.

Технический результат достигается тем, что способ очистки, заявленный в патенте, включает этапы, которые включают следующие процессы:

- отсепарированный газ под давлением 0,4 МПа подают в блочную компрессорную станцию для сжатия и охлаждения газа;
- сжатый газ под давлением 0,52 МПа подают на газосепаратор-ресивер для дополнительной его осушки после компримирования и охлаждения;
- далее газ очищают от механических примесей с помощью последовательно установленных фильтров очистки газа;
- очищенный и осушенный газ подают на блочно-комплектные электростанции на базе микротурбин для его окончательной утилизации.

Технический результат также достигается тем, что система для реализации способа содержит последовательно соединенные емкость для отсепарированного попутного нефтяного газа, конденсатосборник, блочную компрессорную станцию, газосепаратор-ресивер, по меньшей мере, два последовательно расположенных фильтра для очистки газа от механических примесей и, по меньшей мере, две блочно-комплектные электростанции.

4 Процесс очистки газа

В попутном нефтяном газе после его отделения от смеси присутствует большое количество жидких и механических примесей, поэтому газу необходимо проходить очистку не только перед поставкой потребителю, но и даже при сжигании в факельной системе.

4.1 Описание процесса отделения газа до установки подготовки

На конкретном месторождении очистка газа проходит следующим образом: нефтегазоводяная смесь поступает с по трубопроводам со скважин на

установку подготовки нефти. Далее на трехфазном сепараторе происходит первая ступень сепарации. Часть газа отделяется здесь и направляется на газосепаратор для отделения капельной жидкости, затем на факел высокого давления.

После ТФС продукция скважин поступает на коллектор-усреднитель потока с установкой предварительного отбора газа (УПОГ). В установке предварительного отбора газа отделяется выделившийся в процессе промышленного сбора и транспорта эмульсии свободный газ (газовая пробка). Этот газ как газ из ТФС поступает на ГС для удаления капельной жидкости, затем на ФВД.

Основная часть газа отделяется на этих ступенях сепарации.

Далее водонефтяная эмульсия поступает на следующую ступень сепарации, где осуществляется отстой водонефтяной эмульсии. Газ, отсепарированный на этой ступени поступает в ФВД.

Часть попутного газа поступает на следующие нужды:

- на печи нагрева нефти в количестве до $270 \text{ нм}^3/\text{ч}$;
- на установку для сжигания отходов в количестве до $400 \text{ нм}^3/\text{ч}$;
- на существующую электростанцию в количестве $550 \text{ нм}^3/\text{ч}$.

Основная часть газа поступает на факельную систему.

Стоит отметить, что в расчетной части не будет учитываться трата газа в количестве $550 \text{ нм}^3/\text{ч}$ на существующую электростанцию, так как планируется полная ее замена на более мощную с перспективой питать не только месторождение, но близлежащие населенные пункты.

4.2 Описание процесса очистки газа на УПГ

Ранее пройденный процесс очистки газа не является достаточным для его использования в качестве топлива для газотурбинной электростанции, поэтому на установке подготовки газа газ проходит дополнительную очистку и осушку газа.

Система очистки и осушки работает следующим образом: газ с установки подготовки нефти поступает на блочную компрессорную станцию. Далее газ поступает на блочную компрессорную станцию для охлаждения и повышения давления, необходимого для работы турбин.

Сжатый газ подается в сетчатый газосепаратор, который обеспечивает осушку газа после компримирования. Для очистки газа от механических примесей предусмотрены фильтры в виде циклонных пылеуловителей.

Сбор конденсата осуществляется в конденсатосборщик в виде дренажной емкости, оснащенную полупогружным насосом. Жидкость с дренажной емкости насосом откачивается в автоцистерны и вывозится на установку по переработке нефтесодержащего сырья. Газ, выделившийся из емкости, направляется в факельную систему.

Для поддержания температуры газа рекомендуется теплоизоляция надземных участков газопровода.

Для предотвращения возможности образования ледяных кристаллов и конденсации тяжелых углеводородов предусматривается система кабельного электрического обогрева с последующей теплоизоляцией:

- газопровода после сетчатого газосепаратора и всех элементов, смонтированных на нем (арматуры, фильтров, датчика расхода газа);
- нижней части сетчатого сепаратора;
- конденсатоотводящих устройств и трубопроводов, размещаемых надземно вне помещений;
- клапана, регулирующего на газовой линии.

Подготовленный газ поступает на электростанцию через узел учета.

4.3 Преимущества применяемой системы

Данная технология позволяет упростить и повысить эффективность очистки и осушки газа, перед его подачей к потребителю. Продукты выделения, получаемые на этапе очистки, утилизируются, тем самым достигается высокая экологичность процесса.

5 Утилизация газа низкого давления

Вышеописанный процесс утилизации имеет ряд преимуществ, и является перспективным. На этапе на первой ступени сепарации отделяется значительная часть газа около 95 %, но оставшаяся часть газа отделяется на последующих ступенях сепарации нефти. Этот газ низкого давления и имеет множество механических примесей, что будет пагубно влиять на оборудование по осушке и очистке.

Поэтому, в связи с необходимостью утилизировать это небольшое количество газа, было принято решение установить закрытую факельную остановку для утилизации данного газа. Закрытая факельная установка обладает следующими преимуществами:

- менее безопасна
- имеется возможность устанавливаться в густонаселенных пунктах;
- отсутствуют дым, шум пламя;
- простая система управления с лёгким доступом ко всем управляющим органам;
- удобство обслуживания всех узлов с земли;
- отсутствие теплового излучения;
- безопасное и надёжное уничтожение любых жидких и газообразных отходов.

6 Изоляция трубопроводов

Изоляция газопроводов – необходимый процесс, который направлен на защиту трубопровода от воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды. Теплоизоляция, помимо уменьшения потери тепла, увеличивает качество и срок эксплуатации газопровода.

Изоляция труб осуществляется материалами, которые должны соответствовать следующим требованиям:

- равномерное расположение утеплителя по всей площади поверхности трубы;

- высокая степень гидроизоляции;
- устойчивость к химическим реагентам;
- устойчивость к повреждениям;
- сохранение тепла;
- экологичность.

Изоляция подземных трубопроводов обеспечивает защиту от коррозии и воздействия блуждающих токов. Лучшим вариантом изоляции подземных газопровод является пенополиуретан, он обладает следующими преимуществами:

- низкий коэффициент теплопроводности;
- небольшая плотность материала;
- устойчивость к перепадам температур и колебаний давления;
- увеличения сроков эксплуатации трубопровода;
- возможность установки электронных датчиков контроля за газопроводом;
- легкость в монтаже при ремонтных работах.

Для данного варианта изоляции существуют два способа нанесения. Первый способ – это нанесение изоляции в заводских условиях, второй способ после монтажа газопровода.

Изоляция, нанесенная в заводских условиях, более надежна чем при монтаже. Поэтому рекомендуется использовать данный способ изоляции.

Технология изоляции труб выглядит следующим образом: сначала изготавливается верхняя оболочка из полиэтилена с применением технологии экструзии. Для ее производства используют специальную пресс-машину, в которую подается жидкий полиэтилен под давлением, а затем он застывает. После полного отвердевания оболочку достают и вставляют внутренней частью в трубу. Промежуток между стенкой трубы и внутренней поверхности

оболочки заполняется жидким пенополиуретаном, который впоследствии застывает.

7 Расчетная часть

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

7.1 Определение свойств газа

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

- плотность газовой смеси $\rho_{ст}$, кг/м³;
- относительная плотность газа по воздуху Δ ;
- молярная масса природного газа M_r , кг/моль;
- газовая постоянная газа R , Дж/кг·К;
- псевдокритические параметры природного газа – температура $T_{пк}$, К и давление $P_{пк}$, МПа
- коэффициент сжимаемости z

Исходными данными для расчетов всех этих параметров, необходимо знать химические и физические свойства компонентов, входящих в состав газовой смеси табл. 1.

Таблица 1 – Компонентный состав газа

Компонент	Состав газа (по объему), %
1	2
гелий	0,088
углекислый газ	0,298
азот	4,662
метан	80,4
этан	9,522

Окончание табл. 1

1	2
пропан	3,2
i-бутан	0,46
n-бутан	0,88
i-пентан	0,21
n-пентан	0,19
гексан	0,09

В табл. 2 представлены основные компоненты газовой смеси природного газа и их основные свойства.

Таблица 2 – Компоненты газовой смеси газа и их основные свойства

Наименование компонента	Химическая формула	Молярная масса M_i , кг/моль	Плотность ρ_i , кг/м ³	Критическая температура $T_{кр}$, К	Критическое давление $P_{пк}$, МПа	Температура кипения T_k , К
1	2	3	4	5	6	7
Гелий	He	4,0026	0,1663 1	5,19	0,227	4,21
Диоксид углерода	CO ₂	44,010	1,8393	304,20	7,386	194,65
Азот	N ₂	28,0135	1,1649 0	126,2	3,390	77,35
Метан	CH ₄	16,043	0,6682	190,555	4,5988	111,65
Этан	C ₂ H ₆	30,070	1,2601	305,3	4,880	184,55
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	1,8641	369,82	4,250	231,05
n-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	58,123	2,4956	425,14	3,784	272,67
i-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	58,123	2,488	408,13	3,64	261,42
n-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	72,150	3,174	469,69	3,364	309,19
i-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	72,150	3,147	460,39	3,381	301,02
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,177	3,898	506,4	3,030	341,89

Плотность газовой смеси $\rho_{\text{ст}}$, кг/м³ определяется по формуле

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

где a_i – объемные доли газа, %;

ρ_i – плотность компонентов газовой смеси, кг/м³.

n – количество компонентов газовой смеси

Относительная плотность газа по воздуху Δ определяется по формуле

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

где $\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³.

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.

Псевдокритические параметры природного газа в соответствии с нормами
технологического проектирования магистральных газопроводов

рассчитываются по известной плотности газовой смеси $\rho_{ст}$, при стандартных условиях

$$T_{пк} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}), \quad (5)$$

$$P_{пк} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}). \quad (6)$$

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

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

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

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}}, \quad (8)$$

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

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}}, \quad (9)$$

где T – расчетная температура газа в газопроводе, К.

Вязкость газа является мерой внутреннего трения и определяет величину сопротивления при его движении в газопроводе. Величина вязкости газа, как правило, значительно меньше, чем вязкость жидкости, а характер ее изменения

в зависимости от температуры и давления является сложным. При низких давлениях с повышением температуры вязкость газа увеличивается, так как возрастает частота столкновения его молекул. При высоких давлениях газ настолько уплотнен, что определяющее влияние на его вязкость, как и у жидкостей, оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с ростом температуры ослабляются, и соответственно, вязкость газа уменьшается. Различают динамическую и кинематическую вязкости газа. Динамическая вязкость газа (Па·с) определяется по формуле:

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

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

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

Произведем расчеты по данным из таблиц 1 и 2.

По формуле 1 находим:

$$\begin{aligned} \rho_2 = & (0,088 \cdot 0,16631 + 0,298 \cdot 1,8393 + 4,662 \cdot 1,1649 + 80,4 \cdot 0,6682 + \\ & + 9,522 \cdot 1,2601 + 3,2 \cdot 1,8641 + 0,46 \cdot 2,488 + 0,88 \cdot 2,4956 + 0,21 \cdot 3,147 + \\ & + 0,19 \cdot 3,174 + 0,09 \cdot 3,898) \cdot 10^{-2} = 0,826 \text{ кг} / \text{м}^3. \end{aligned}$$

Относительная плотность газа по воздуху Δ

$$\Delta = \frac{0,826}{1,20445} = 0,686.$$

Молярная масса природного газа:

$$M_g = (0,088 \cdot 4,0026 + 0,298 \cdot 44,01 + 4,662 \cdot 28,0135 + 80,04 \cdot 16,043 + 9,522 \cdot 30,07 + 3,2 \cdot 44,097 + 0,46 \cdot 58,123 + 0,88 \cdot 58,123 + 0,21 \cdot 72,15 + 0,19 \cdot 72,15 + 0,09 \cdot 86,177) \cdot 10^{-2} = 19,7 \text{ кг / моль.}$$

Газовая постоянная газа:

$$R = \frac{8314,3}{19,7} = 422,05 \text{ Дж / кг} \cdot \text{К.}$$

Псевдокритические параметры природного газа:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,826) = 215,78 \text{ К.}$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,826) = 4,52 \text{ МПа.}$$

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

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

$$T_{пр} = \frac{278}{215,78} = 1,29 \text{ К.}$$

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:

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

Кинематическая вязкость:

$$\nu = \frac{14,11 \cdot 10^{-6}}{0,826} = 17,08 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$$

7.2 Подбор оборудования

Подбор компрессорного оборудования осуществляется на основе данных: коэффициент динамической вязкости равен $\mu = 14,11 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$; коэффициент сжимаемости равен $z = 0,99$; газовая постоянная газа равна $R = 422,05 \text{ Дж} / \text{кг} \cdot \text{К}$; коэффициент годовой неравномерности транспорта газа $K_T = 1$; пропускная способность равна $Q_{\text{сут}} = 1470720 \text{ м}^3 / \text{сут}$; давление газа на входе равно $P_{\text{вх}} = 0,5 \text{ МПа}$; давление газа на выходе $P_{\text{вых}} = 3 \text{ МПа}$.

Определим степень сжатия по формуле:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}}, \quad (12)$$

где $P_{\text{вых}} = 3 \text{ МПа}$ – давление газа на выходе;

$P_{\text{вх}} = 0,5 \text{ МПа}$ – давление газа на входе.

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

Исходя из вышеперечисленных данных выбираем компрессор центробежный компрессор К320-131, выпускаемый компанией АО «РЭП Холдинг». Пример компрессора представлен на рисунке 5.

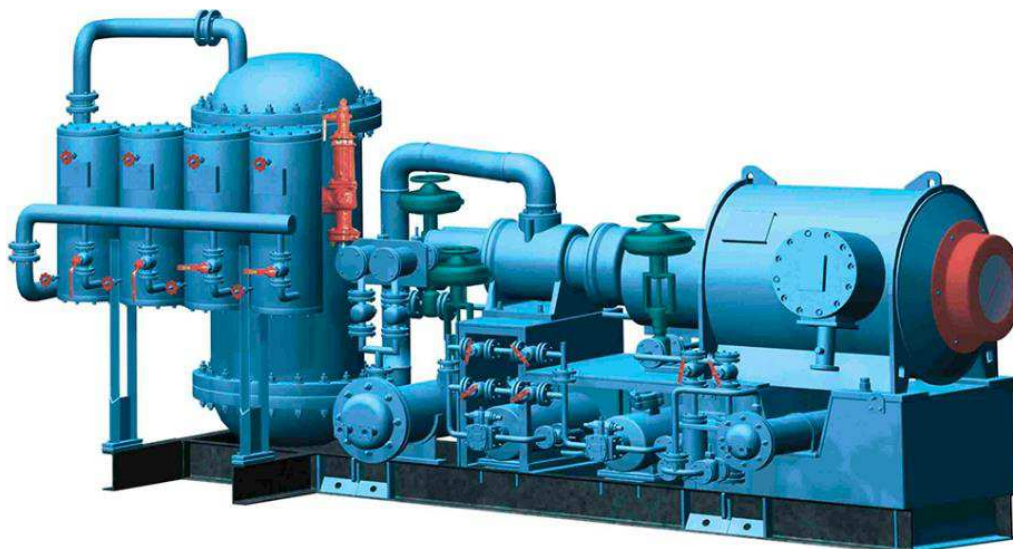


Рисунок 5 – Центробежный компрессор

Назначение данного компрессора – сжатие попутного нефтяного 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[11].

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.

Подбор сепаратора зависит от производительности газа. Количество сепараторов зависит от их собственной производительности. Стоит отметить, что подбор сепаратора зависит и от рабочего давления. Также по патентному документу рекомендуется взять сепаратор объемом $V=16 \text{ м}^3$ [12].

Исходя из вышеперечисленных требований, подбираем сетчатый сепаратор ГС-2-4,0-2000, обладающий, характеристиками

- объем равен $V = 16\text{ м}^3$;
- рабочее давление $P = 4\text{ МПа}$;
- производительность $Q = 79920\text{ м}^3 / \text{ч}$.

Рассчитаем количество сепараторов по следующей формуле:

$$N = \frac{Q_{\text{сут}}}{24 \cdot Q_c}; \quad (13)$$

где $Q_{\text{сут}}$ – суточная производительность попутного газа;

Q_c – часовая производительность сепаратора.

$$N = \frac{1470720}{24 \cdot 79920} = 1$$

При производительности 1470720 м³/сут. требуется 1 сепаратор.

Пример выбранного сепаратора представлен на рисунке 6.



Рисунок 6– Сетчатый сепаратор

Далее подберем фильтр очистки от механических примесей. В качестве фильтра выбираем циклонный пылеуловитель типа ГП426.00.000. Пример циклонного пылеуловителя представлен на рисунке 7.

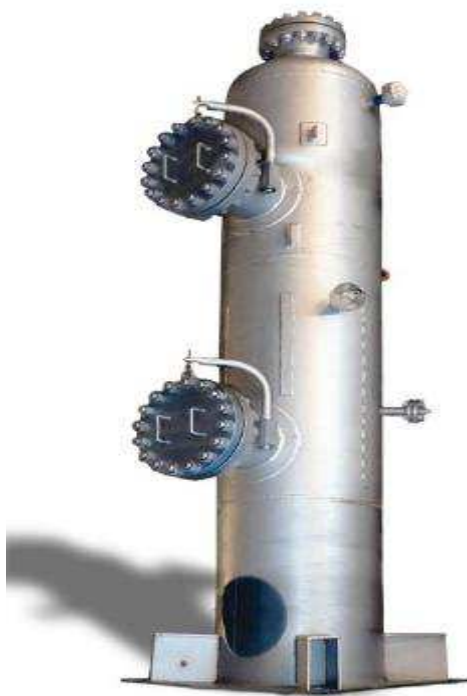


Рисунок 7 – Циклонный пылеуловитель

Так как его производительность может достигать 14,6 млн. м³/сут, будет достаточно одного такого пылеуловителя.

Сбросной пружинный предохранительный клапан предназначен для сброса конденсата и избыточного газа с сепаратора, и циклонного пылеуловителя в подземную дренажную емкость.

Осуществим подбор предохранительных клапанов. По патенту требуется два предохранительных клапана. Их выбор зависит от давления газа либо жидкости и диаметра трубопровода $D = 100$ мм; $P = 3,1$ 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[13]. Пример клапана предохранительного пружинного представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Предохранительный клапан

Основные параметры предохранительного клапана представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические параметры

Параметр	Значение
Ду (DN) номинальный размер вход:	100 мм
Ру (PN) номинальное давление – вход:	63 кгс/см ²
Ду (DN) номинальный размер – выход:	100 мм
Ру (PN) номинальное давление – выход:	40 кгс/см ²
Обозначение типа (таблица фигур)	17с16нж
Климатическое исполнение	У1
Материал корпуса	сталь 20Л
Тип управления	автоматическийручной
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 больше максимального установленного. Применяется для автоматического сброса рабочей среды в атмосферу или отводящий трубопровод. После снижения давления до нижнего предела предохранительный клапан прекращает сброс среды. Для проверки исправности действия в рабочем состоянии клапан имеет устройство для ручного открывания и продувки [14].

Трубопровод для перекачки газа подбираем по ГОСТ20295 – 85.

Исходя из рабочего давления 3 МПа и производительности 1470720 м³/ч будет целесообразно взять трубу Ду325х8 с маркой стали 09Г2С [15]. Для отвода конденсата подбираем трубу по ГОСТу 3262-75 Ду100х4,5 с маркой стали Ст3сп [16].

По патенту для отвода конденсата с сепаратора сетчатого и циклонного пылеуловителя предусмотрена дренажная подземная емкость. Емкость изображена на рисунке 9.

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].

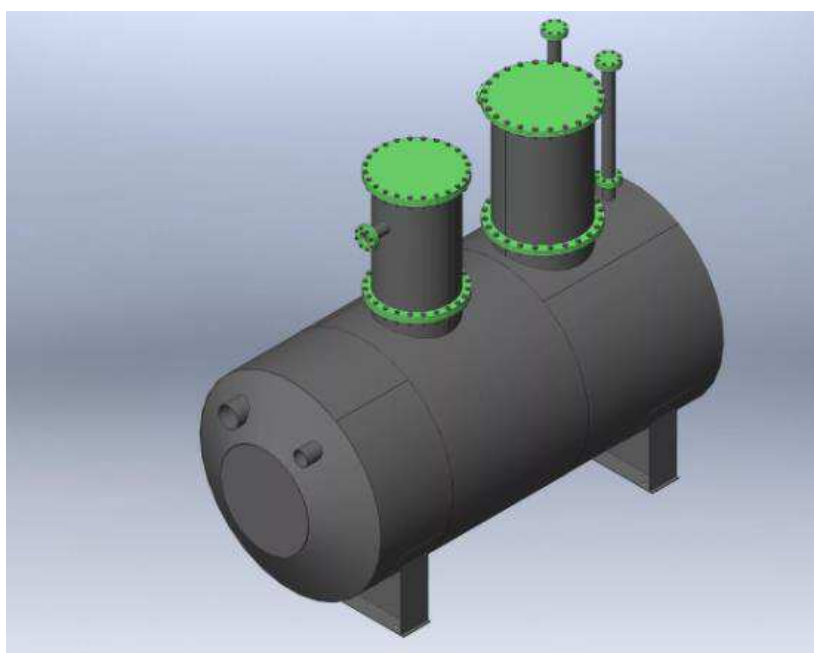


Рисунок 9 – Емкость приемная

Также дренажная емкость оснащена полупогружным насосом для откчки конденсата в автоцистерны. Пример полупогружного насоса представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Полупогружной насос

По патенту обязателен к установке на газопровод перед электростанцией узел учета газа. В качестве узла учета газа будет использован датчик комплексный с вычислителем расхода «ГиперФлоу-3Пм». Он предназначен для измерения расхода и количества жидких и газообразных сред [18]. Пример крепления датчика показан на рисунке 11.



Рисунок 11 – Узел учета газа

Измерения расхода газа проходит методом переменного перепада давления.

При использовании с диафрагмами для инверсивных потоков или НСУ «ГиперФлоу-3Пм» позволяют измерять расход и количество при движении потока в прямом и обратном направлении.

Промышленный счетчик газа «ГиперФлоу-3Пм» — полностью автономный прибор, работающий от встроенной батареи в течение пяти лет.

По техническим нормам у оборудования на входе и выходе должна стоять запорная арматура. В случае газопровода запорной арматурой является шаровый кран. Пример шарового крана показан на рисунке 12.

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



Рисунок 12 – Кран шаровый

Корпус крана выполнен из стали 09Г2С.

Осуществим подбор закрытой факельной установки для утилизации оставшегося газа низкого давления. Выбор установки зависит от производительности газа и давления.

Давление оставшегося газа составило $P = 0,3$ МПа.

Определим производительность оставшегося газа. По данным общая производительность составляет 1470720 м³/сут. Остаточная часть газа составляет 5% от общей производительности, отсюда следует:

$$Q_{ост} = 0,05 \cdot 1470720 = 73536 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Факельная установка закрытого типа должна справляться с полученной производительностью. Факельная установка закрытого типа показана на рисунке 13.

Выбираем автоматическую биогазовую факельную закрытого типа серии GST-9А[19].



Рисунок 13 – Факельная установка закрытого типа

Данная факельная установка может быть заказана у зарубежной компании GasStepSistem.

8 Экономическая часть

В экономической части выпускной квалификационной работе необходимо произвести расчет стоимости единовременных и эксплуатационных затрат на строительство установки подготовки газа.

8.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство УПГ

К единовременным капитальным вложениям относятся выполнение строительно-монтажных работ, а также заработная плата рабочих, страховые взносы и взносы за страхование от несчастных случаев на производстве к фонду оплаты труда.

Единовременные капитальные вложения на строительство объекта рассчитываются по формуле:

$$EKB_{\text{объекта}} = C_c + CB, \quad (14)$$

где $EKB_{\text{объекта}}$ – единовременные капитальные вложения, тыс. руб;

C_c – стоимость строительства (в том числе строительно-монтажные работы с выделением фонда оплаты труда, стоимости оборудования и материалов, потребных для осуществления строительства), тыс. руб.;

CB – страховые взносы, тыс. руб.

Объемы инвестиций в подготовку попутного нефтяного газа Куюмбинского месторождения включают в себя затраты на строительство технологических газопроводов и оборудования, входящего в состав установки подготовки газа.

Капитальные вложения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб
Капитальные вложения с НДС, всего	13798053,4
Капитальные вложения без НДС, всего:	11498377,83
в том числе:	
- капитальные вложения в строительство	1925877,6
Технологические газопроводы	2550000
Трубы для отвода конденсата	109792
Оборудование установки подготовки газа	9212383,8

Помимо вышеперечисленных затрат, в капитальных вложениях в полном комплексе затрат при расчете эффективности учитываются затраты по налогу на добавленную стоимость в размере 20 %, которые предусматриваются главой 21 «Налог на добавленную стоимость» Налогового кодекса РФ. Этот налог компенсируется после ввода в действие основных фондов [20].

В стоимость основных фондов, которые поступили за счет капитальных вложений предприятия включаются фактические затраты на их приобретение, расходы на строительство установки подготовки газа, кроме налога на добавленную стоимость и иных возмещаемых налогов.

Технологические газопроводы Ду 325x8 имеют сумарную длину, трубопровод для отвода конденсата Ду100x4,5 имеет длину. Поставщиком труб является ООО ПКФ «Цветная металлургия». Согласно источнику http://www.procvetmet.com/catalog/k-7604057-trubny_prokat стоимость труб приведена в таблице

Таблица 5 – Стоимость труб

Наименование	Длина трубы, м	Общая протяженность, м	Масса трубы, т	Цена 1 т трубы, с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
Ду 325x8	12	816	0,75	50000	2550000
Ду100x4,5	12	192	0,146	47000	109792

В состав оборудования установки подготовки газа входят:

- центробежный компрессор;
- сетчатый газосепаратор;
- циклонный пылеуловитель;
- дренажная емкость
- предохранительные клапана;
- узел учета газа;
- краны шаровые.

Также предлагается установка факельной установки закрытого типа для сжигания попутного нефтяного газа низкого давления. Причина такого решения описана выше. Стоимость оборудования приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Стоимость оборудования

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник
1	2	3	4	5	6
1	Центробежный компрессор	2	414000	828000	https://russian.alibaba.com/product-detail/compressed-natural-gas-suppliers-centrifugal-compressor-60571979444.html?spm=a2700.8699010.normalList.11.155b6814OGq2GG&s=p
2	Сетчатый газосепаратор	3	549000	1647000	https://rzmash.ru/separatory/gazovye-separatory-setchatye-gs-1-i-gs-2/
3	Циклонный пылеуловитель	2	172500	345000	https://russian.alibaba.com/product-detail/industrial-centrifugal-cyclone-dust-collector-high-performance-dust-collector-cyclone-60729750276.html?spm=a2700.8699010.normalList.59.10d47424UUG4aY
4	Дренажная емкость	1	120000	120000	https://krasnoyarsk.penzahim.ru/emkosti/emkosti-podzemnie-drenazhnie/emkosti-podzemnye-ep/
5	Предохранительный клапан	5	108031	540155	https://cable.ru/pipeline/figure-klapan_predohranitelni_17s16nj_du100_ru63.php#tab_parameters
6	Узел учета газа	1	72430	72430	http://www.промтехнологнск.пф/goods/12412132chetchiki_gaza_turbinyye_sg_75mt_250_sg_75mt_400_sg_75mt_650_sg_75mt_800

Окончание табл. 6.

1	2	3	4	5	6
77	Кран шаровый Ду100мм	5	10036,8	50184	https://lunda.ru/catalog/category/c7367/product/kran-broen-ballomax_7369.html
88	Кран шаровый Ду325мм	17	290150,4	4932556,8	https://lunda.ru/catalog/category/c7367/product/kran-broen-ballomax_7370.html
99	Факельная установка закрытого типа	1	552000	552000	https://www.alibaba.com/product-detail/Automatic-Biogas-Enclosed-Flare_140749125.html
11 0	Полупогружной насос	2	62529	125058	https://chelyabinsk.promportal.su/goods/20675805/nasos-polupogruzhnoy-sc-50-1250.htm
Общая стоимость оборудования				9212383,8	

Фонд оплаты труда определяется по среднемесячной заработной плате рабочего персонала, установленной на предприятиях нефтегазовой отрасли.

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

Таблица 7 – Численность персонала на строительстве УПГ

Показатели	Количество работающих, чел.	
	всего	в 1 вахту
Количество рабочих	300	150
Средняя заработная плата в месяц, тыс. руб. согласно данным Росстата	64	64
ФОТ, млн. руб.	19,2	9,6
Страховые взносы от заработной платы, млн.руб.	5,76	2,88
Выплаты за травматизм и профессионал. риск, млн. руб	0,1152	0,058

Ставка для расчета выплат в 2020 году составляет 30 %, в которые входят:

- 22 % – в пенсионный фонд;
- 2,9 % – в фонд социального страхования;

- 5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования;

$$CB = \Phi OT \cdot 0,3, \quad (15)$$

$$CB = 19,2 \cdot 0,3 = 5,76 \text{ млн.руб}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{II} = 19,2 \cdot 0,22 = 4,224 \text{ млн.руб}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_C = 19,2 \cdot 0,029 = 0,5568 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_M = 19,2 \cdot 0,051 = 0,9792 \text{ млн.руб.}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, млн. руб.
Пенсионный фонд	4,224
Фонд социального страхования	0,5568
Фонд обязательного медицинского страхования	0,9792
Итого:	5,76

Рассчитаем выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск. База для расчета выплат за производственный травматизм и профессиональный риск – фонд заработной платы. Ставка зависит от класса профессионального риска предприятия. Ставка платежей – 0,6%.

$$V_{\text{травм.}} = \text{ФОТ} \cdot 0,6\% , \quad (16)$$

$$V_{\text{травм.}} = 19,2 \cdot 0,006 = 0,1152 \text{ млн.руб}$$

Сведем все единовременные затраты на строительство у в таблицу 9.

Таблица 9 – Единовременные капитальные вложения в строительство пункта подготовки нефти.

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, млн. руб.
1	Общестроительные работы	13,80
2	Фонд оплаты труда	19,2
3	Страховые взносы	5,76
4	Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск	0,1152
Итого:		38,8752

Таким образом, на строительство установки подготовки газа необходимо 36,5 млн. руб. Финансирование проекта денежными средствами будет осуществляться за счет собственных средств компании.

8.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание УПГ

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание установки подготовки газа выполнены по технологическим и стоимостным показателям с учетом всех отчислений налогов 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. Данные по зарплатам приведены согласно сайту <https://ru.jobsora.com/>.

Годовой фонд оплаты труда приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Мастер	4	40000	28000	20000	88 000	4224000
Машинист компрессорной установки	6	26000	18200	13000	57200	4118400
Слесарь- ремонтник	4	20000	14000	10000	44000	2112000
Оператор ТУ	6	25000	17500	12500	55000	3960000
Итого:	20	x	x	x	x	14414400

Сумма амортизационных отчислений $\sum_{Аморт}$ рассчитывается линейным методом по формуле:

$$\sum_{Аморт} = \frac{C_{OC} \cdot H_{\epsilon}}{100\%} \quad (17)$$

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

H_6 – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_6 = \frac{100}{\text{Ср.службы}}$$

Сумма амортизационных отчислений приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1	Центробежный компрессор	690000	10	10	69000
2	Сетчатый газосепаратор	137250 0	12	8,33	114375
3	Циклонный пылеуловитель	287500	12	8,33	23958,33
4	Дренажная емкость	100000	15	6,67	6666,67
5	Предохранительный клапан	450129, 2	10	10	45012,92
6	Узел учета газа	60358	25	4	2414,32
7	Кран шаровый Ду100мм	41820	15	6,67	2788
8	Кран шаровый Ду325мм	411046 4	15	6,67	274030
9	Факельная установка закрытого типа	460000	20	5	23000
10	Полупогружной насос	104215	10	10	10421,5
Итого	5912211				571666,74

Затраты на текущий ремонт от основного оборудования составляют 5 % от полной стоимости оборудования.

Затраты на текущий ремонт приведены в таблице 12

Таблица 12 – Затрат на текущий ремонт

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Сумма затрат на текущий ремонт, руб.
1	Центробежный компрессор	690000	34500
2	Сетчатый газосепаратор	1372500	68625
3	Циклонный пылеуловитель	287500	14375
4	Дренажная емкость	100000	5000
5	Предохранительный клапан	450129,2	22506,46
6	Узел учета газа	60358	3017,9
7	Кран шаровый Ду100мм	41820	2091
8	Кран шаровый Ду325мм	4110464	205523,2
9	Факельная установка закрытого типа	460000	23000
	Полупогружной насос	104215	5210,75
	Итого		383849,31

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

Затраты на электроэнергию определяются по формуле, руб:

$$Z_3 = \frac{M \cdot K_m \cdot K_B \cdot t_{\text{Э}}}{K_{\text{нд}}} \quad (18)$$

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;

$K_{нд} = 0,85 \dots 0,95$ – коэффициент полезного действия электродвигателя;

t_3 – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб ;

Стоимость затрат на электроэнергию приведена в таблице 13

Таблица 13 – Стоимость затрат на электроэнергию

Вид оборудования	Стоимость, руб./кВт.ч (https://energo-24.ru/tariffs/electro/2020-elektro/13286.html)	Мощность, кВт	Сумма в год, руб
Центробежный компрессор	4,14	53000	109074
Насос полупогружной		0,45	0,87
Итого:			109074,87

Далее производим расчет эксплуатационных затрат на обслуживание установки подготовки газа, в которые входят амортизация, затраты на текущий ремонт затраты на электроэнергию, а также фонд оплаты труда и отчисления в ФОТ.

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание установки подготовки газа приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Годовые эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты	Сумма, руб.
Фонд оплаты труда	19200000
Отчисления от ФОТ	5760000
Амортизация	571666,74
Затраты на текущий ремонт	383849,31
Затраты на электроэнергию	109074,87
Итого эксплуатационные расходы	26024590,92

8.3 Основные технико-экономические показатели

Технико-экономические показатели — это система экономических показателей, которая характеризует материально-производственную базу предприятий, а также комплексное использование экономических ресурсов.

Запуск в эксплуатацию установки подготовки газа на Куюмбинском месторождении является экологически и экономически значимым проектом, так как она позволит использовать рационально попутный нефтяной газ, тем самым не нанося вред экологии.

Технико-экономические показатели представлены в таблице 15

Таблица 15 – Технико-экономические показатели

Наименование показателей	Единица измерения	Показатель
Объем перекачки газа	млн.т /год	536,55
Число газоперекачивающих агрегатов	шт	2
Суммарная протяженность технологических газопроводов	м	816
Суммарная протяженность технологических конденсатопроводов	м	192
Численность обслуживающего персонала	чел.	20
Капитальные вложения на этапе строительства		
(в текущих ценах, с НДС), всего:	руб.	13798053,4
(в текущих ценах, без НДС), всего:	руб.	11498377,83
Стоимость оборудования	руб.	9212383,8
Годовые эксплуатационные расходы	руб.	26024590,92

В данной работе планируется подготовка газа для его использования как источника электроэнергии. Это решение позволяет обеспечить электричество близлежащие населенные пункты, тем самым создавая рабочие места и принося дополнительную прибыль предприятию.

8.4 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 факелах 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 16. Ставки плат за выбросы вредных веществ начисляются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 №913 (ред. от 24.01.2020) «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Таблица 16 – 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.

9 Безопасность и экологичность

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

9.1 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 в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [21] при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ и занесем эти факторы в таблицу 17.

Таблица 17 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Факторы по происхождению	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	- Недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень вибрации из-за наличия в ГПА вращающихся частей; - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; - падение с высоты.
Химические	- Вещества, обладающие токсичным и раздражающим действием на организм человека.
Психофизиологические	- Физические перегрузки; – нервно-психические перегрузки.
Биологические	- Укусы насекомых.

При работе на установке возможны следующие аварийные ситуации:

- взрыв газовой 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.

9.2 Инженерные решения по обеспечению безопасности работ

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

Куюмбинское месторождение расположено в Эвенкии, на востоке от Енисея и 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 отличаются 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.

Для обогрева рабочего персонала на объекте установлены вагоны-бытовки с приборами отопления. Освещенность в вагонах 50 Лк. Температура посещения 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.

9.3 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 м². Объем рабочей зоны 100...110 м³. Эти данные соответствуют нормативным требованиям для работы двух человек [22].

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 [23].

В помещении установлены два типа вентиляции фирмы «Сибтек»: приточно-вытяжная и аварийная. Приточно-вытяжной вентиляцией 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 [24]. В рлсеции размещено освещение фирмы Citilux.

При работах в зонах повышенного шума и общей вибрации от применяемого при сооружении и эксплуатации установки подготовки газа

превышает норму предельно допустимых значений 50 децибел [25], при работах использовать противошумные наушники «KRAFTOOL».

Так же для персонала предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача средств индивидуальной защиты (СИЗ), спецодежды и обуви.

9.4 Обеспечение безопасности технологического процесс

В процессе подготовки газа могут выделяться химические вещества, которые оказывают пагубное влияние на состояние и здоровье человека и окружающей среды.

Попутный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Для рабочего персонала предусмотрены следующие защитные меры:

- личный противогаз;
- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты;
- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны [26].

Средства и методы защиты от шума на установки подготовки газа:

- звукоизолирующие кожухи;
- звукоизолирующие кабины;
- акустические экраны, выгородки [27].

Для гашения вибрации применяются методы виброгашения и виброизоляции.

9.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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.

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

Предназначение пожарной сигнализации автоматическое обнаружение пожара, в случае его обнаружения подача сигналов через средства оповещения, приведение в действие автоматических средств пожаротушения. На территории рабочей зоны устанавливается автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная пожарными ручными извещателями Falcon Eye FE на расстоянии через каждые 50 метров [29].

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 [30].

9.6 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 18 указаны основные поражающие факторы, возникающие при взрыве технологического оборудования в соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 [31].

Таблица 18 – Параметры поражающих факторов при взрыве технологического оборудования.

Поражающий фактор источника аварии	Параметр поражающего фактора источника аварии
1	2
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.

Рабочий персонал, выполняющий работы на установке подготовки газа, оснащен противогазами, газоанализаторами и медицинскими аптечками [32].

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

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 [33].

9.7 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 выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована установка подготовки газа, расположенная на Куюмбинском нефтегазоконденсатным месторождении. Данная установка предназначена для очистки, осушки и подготовки газа для дальнейшего его использования в качестве топлива для газотурбинной электростанции.

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 итоге 13798053,4 руб., и эксплуатационных расходов на обслуживание объекта, которые составили 26024590,92 руб.

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 Грей, Форест. Добыча нефти : Серия для профессионалов и неспециалистов / Г. Форест – Москва : ЗАО «Олимп-Бизнес», 1995. – 81 с.

5 Костин, А. А. Популярная нефтехимия. Увлекательный мир химических процессов / А. А. Костин. – Москва : ООО «Издательство «Ломоносовъ» – 20 с.

6 Межрегиональная академия строительного и промышленного комплекса [Электронный ресурс] : Факельные установки открытого и закрытого типа, анализ мероприятий по обеспечению должного уровня безопасности на них. – Режим доступа: <https://maspk.ru/journal/vypusk-5/gubaydullin-ziganshin-shevchenko-fakelnye-ustanovki-otkrytogo-i-zakrytogo-tipa-analiz-meropriyatiy/>

7 Добывающая промышленность [Электронный ресурс] : Сжигание попутного газа. – Режим доступа: <https://dprom.online/oilngas/szhiganie-poputnogo-gaza/>

8 Пат. №2554134 Российская Федерация, МПК В01D 53/52, С10L 3/10. Способ дополнительной осушки и очистки попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода для дальнейшего его использования в качестве топлива в газогенераторных установках и система для его осуществления / Р. Х. Саэтгараев ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество

«Татнефть» – № 2014124667/05 ; заявл. 17.06.14 ; опубл. 27.06.2015 Бюл. № 18 – 3 с.

9 Николаев, В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В.В. Николаев, Н. В. Бусыгина, Бусыгин И. Г. – Москва : ОАО Издательство «Недра», 1998. – 133 с.

10 Пат. №2498174 Российская Федерация, МПК F25J 3/00, B01D 53/02. Способы и устройства для разделения компонентов газовых смесей, включая использование сжижения или отверждения адсорбцией / Д. Т. Высочан ; ; заявитель и патентообладатель Д. Т. Высочан. № 2012117146/06 ; заявл. 26.04.12 ; опубл. : 10.11.13 Бюл. № 31 – 3 с.

11 Реп Холдинг [Электронный ресурс] : Модернизированный агрегат на базе компрессора K320. – Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/oil/699/>

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

13 Кабель.РФ [Электронный ресурс] : Клапан предохранительный 17с16нж Ду100 Ру63. – Режим доступа : https://cable.ru/pipeline/figure-klapan_predohranitelnyy_17s16nj_du100_ru63.php#tab_parameters

14 Технострой Ресурс [Электронный ресурс] : Клапаны пружинные предохранительные. – Режим доступа: <http://gk-tsr.ru/kupit-sppk5r-100-63-17s16nzh-ceny-v-moskve/>

15 Цветная металлургия [Электронный ресурс] : Труба Ду325x8,0 Ст. 09Г2С. – Режим доступа : http://www.procvetmet.com/goods/84563729-truba_f325kh8_0_st_09g2s_gost_10705_80

16 Цветная металлургия [Электронный ресурс] : труба оцинкованная Ду 100X4,5. – Режим доступа : http://www.procvetmet.com/goods/84563885-truba_otsinkovannaya_du_100kh4_5_gost_gost_3262_75

17 Курганхиммаш [Электронный ресурс] : Емкостное оборудование. – Режим доступа : <https://kurgankhimmash.ru/production//>

18 НПО Вымпел [Электронный ресурс] ГиперФлоу-ЗПм. – Режим доступа: <http://vumpel.group/products/flowmeters/giperflou-zpm/>

19 Зелёный справочник мира [Электронный ресурс] Закрытая факельная установка. – Режим доступа: <https://www.zureli.com/product/automatic-biogas-flare-closed-type-gst-9a-series>

20 Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ ред. от 17.06.2019. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

21 ГОСТ 12.0.003 Системы стандартов безопасности труда. Опасные производственные факторы. – Введ. 01.01.1976. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.

22 Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

23 СП 2.2.1.1312 – 03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. – Введ. 25.06.03. – Москва : Минздрав России, 2003. – 18 с.

24 ГОСТ Р 55710 – 2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – Введ. 01.07.2014. Москва : ООО «Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский светотехнический институт им. С.И. Вавилова» – 19 с.

25 СП 51.13330.2011. Защита от шума. – Введ. 20.05.2011. – Москва : НИИСФ РААСН. – 21 с.

26 СТО Газпром РД 1.14-139 – 2005 Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО «Газпром» по санитарным характеристикам. – Введ. 11.02.2005. – Москва : «Технорматив», 2007. – 135 с.

27 ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 1.01. 1977. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1977. – 7 с.

28 ГОСТ 12.1.029 – 80 Средства и методы защиты от шума. – Введ. 1.07.1981. – Москва : система стандартов безопасности труда, 1981. – 4 с.

29 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. – Введ. 20.05.2011. – Москва : МЧС России. – 44 с.

30 О противопожарном режиме Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 – 2012. 4 с.

31 ГОСТ Р 22.0.07 – 95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. Введ. 01.01.1997. – Москва : ВНИИ ГОЧС, 1997. – 5 с.

32 ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. Введ. 01. 07. 1992. – Москва. – 41 с.

33 РД 09-536 – 03 Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах. Введ. 25.04.2003. – Москва. – 16 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

«23» июня 2020 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 –Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном
месторождении

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

 18.06.20

Н.Е. Онухов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении»

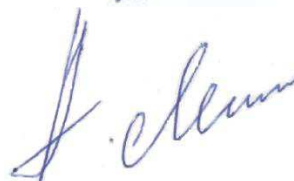
Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А. Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология комплексной подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении» содержит 61 страницу, 18 таблиц, 13 рисунков, 33 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект проектирования: установка подготовки газа.

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР, ГАЗОСЕПАРАТОР, ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ, ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ ГАЗА, УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА.

В настоящей бакалаврской работе проведен патентно-технический обзор, произведены расчеты параметров газа, произведен подбор основного и вспомогательного оборудования установки подготовки газа; проведен обзор характеристик оборудования и вспомогательных систем; 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.