

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки: нефтегазовое дело

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Ресурсосберегающая технология утилизации низконапорных газов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276:665.662–047.86(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Степура Максим Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результаты обучения
Профессиональные компетенции	
P1	Умение применять профессиональные знания и широкий кругозор в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности.
P2	Применять глубокие профессиональные знания в области современных технологий нефтегазовой отрасли для решения междисциплинарных инженерных задач.
P3	Решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий.
P4	Проявлять госведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников.
P5	Получать и систематизировать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли.
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное оборудование и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны труда и техники безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в сложных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
Универсальные компетенции	
P8	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, организовывать работу, демонстрировать ответственность за результаты работы и соблюдать корпоративную этику.
P9	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами.
P10	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности.
P11	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки: нефтегазовое дело

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ГРНМ

Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Степуре Максиму Олеговичу

Тема работы:

Ресурсосберегающая технология утилизации низконапорных газов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	03.03.2017г №1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологический регламент установки по подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации, нормативные документы, фондовая и периодическая литература по направлению «Нефтегазовое дело»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Литературный обзор: технологии подготовки низконапорных газов методом компримирования 3. Постановка задачи исследования 4. Характеристика объекта и методов исследования 5. Технологии утилизации низконапорных газов на газоконденсатных месторождениях 6. Выбор технологии утилизации низконапорных газов 7. Финансовый менеджмент 8. Социальная ответственность 9. Заключение

Перечень материала	графического	1. Актуальность темы ВКР 2. Цель и задачи исследования 3. Установка НТС с эжектором 4. Технологическая схема с использованием компрессора 5. Обзорная карта района работ 6. Состояние разработки 7. Характеристика сырья 8. Технологическая схема установки с эжектированием низконапорных газов 9. Технологическая схема установки с утилизацией низконапорных газов на блочной компрессорной станции 10. Основные узлы компрессорной установки блочной компрессорной станции 11. Выводы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент	Глызина Татьяна Святославовна	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1.03.2017
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		1.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Степура Максим Олегович		1.03.2017

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки: нефтегазовое дело

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2017

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
17.03.2017	Введение	5
28.03.2017	Литературный обзор по теме ВКР	10
3.04.2017	Постановка задачи исследования	5
11.04.2017	Характеристика объекта исследования	10
27.04.2017	Технологии утилизации низконапорных газов	20
5.05.2017	Выбор технологии утилизации низконапорных газов (для МНГКМ)	15
17.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
23.05.2017	Раздел «Социальная ответственность»	7
26.05.2017	Заключение	5
29.05.2017	Реферат	3
4.06.2017	Написание пояснительной записки	3
7.06.2017	Подготовка доклада	5
9.06.2017	Оформление презентации	2
	Итого	100

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		1.09.2016

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		1.09.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 с., 22 рис., 19 табл., 38 источников.

Ключевые слова: НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГАЗ, ПОДГОТОВКА, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ, РАЗДЕЛИТЕЛИ, НИЗКОНАПОРНЫЕ ГАЗЫ, УТИЛИЗАЦИЯ, ЭЖЕКТОР, КОМПРИМИРОВАНИЕ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, в частности, блочная компрессорная станция низконапорных газов.

Цель работы - анализ ресурсосберегающей технологии утилизации низконапорных газов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении, осуществляемой с помощью блочной компрессорной станции и оценка ее эффективности.

В работе рассмотрена используемая технология подготовки низконапорных газов с применением эжекторов, проведен анализ ее достоинств и недостатков.

Предложена модернизированная технология подготовки низконапорных газов на основе блочной компрессорной станции, на которой низконапорные газы компримируются и направляются на дальнейшую подготовку к транспорту.

Степень внедрения: блочная компрессорная станция низконапорных газов внедрена в технологический процесс.

Область применения: установки низкотемпературной сепарации.

Внедренная БКС ННГ в непрерывном режиме работы обеспечивает утилизацию в среднем 11 тыс.м³/ч, что увеличивает выход товарного газа на 264 тыс.м³ в сутки или 96360 тыс.м³ в год. Возвращая данный объем в подготовку, удалось повысить использование газа на Мыльджинском месторождении до 99 %.

Обозначения и сокращения

АВО - автоматическое воздушное охлаждение;

БКС ННГ - блочная компрессорная станция низконапорных газов;

ГДЭС - газодизельная электростанция;

ГКЗ - государственный комитет по запасам;

ГПА - газоперекачивающий агрегат;

ДКС - дожимная компрессорная станция;

КС - компрессорная станция;

КУ - компрессорная установка;

МППГ - модуль подготовки газа;

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ННГ - низконапорные газы;

НТС - низкотемпературная сепарация;

ОАО - открытое акционерное общество;

ПАО - публичное акционерное общество;

СФО - Сибирский федеральный округ;

ТДКА - турбодетандер-компрессорный агрегат;

УВШ - узел входа шлейфов;

УДСК - установка деэтанализации и стабилизации конденсата;

УКППГ - установка комплексной подготовки газа;

УКППГиК - установка комплексной подготовки газа и конденсата;

ФВД - факел высокого давления;

ФНД - факел низкого давления.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Способы компримирования газов.....	13
1.1 Понятие о низконапорных газах.....	13
1.2 Технология компримирования с применением эжектора.....	14
1.3 Компрессорная технология компримирования.....	17
1.4 Сравнительный анализ компрессорных установок.....	23
2 ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОВ.....	26
3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	29
4 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	30
4.1 Геолого-физическая характеристика Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.....	30
4.1.1 Краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза.....	32
4.1.2 Характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	34
4.1.3 Сведения о запасах углеводородного сырья.....	37
4.2 Текущее состояние разработки.....	37
4.3 Характеристика сырья установки комплексной подготовки газа.....	40
4.4 Система сбора природного газа от скважин до УКПГ.....	45
4.5 Узел входа шлейфов.....	46
4.6 Пробкоуловители Казанского НГКМ, Северо-Васюганского ГКМ.....	47
4.7 Установка комплексной подготовки газа.....	48
5 ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОВ МЫЛЬДЖИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	53
5.1 Технологическая схема установки с эжектированием низконапорных газов.....	53
5.2 Технологическая схема установки с утилизацией низконапорных газов на блочной компрессорной станции.....	58
5.3 Блочная компрессорная станция низконапорных газов.....	61
6 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОВ.....	67
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	72
7.1 Расчет экономической эффективности внедрения БКС ННГ на Мыльджинском месторождении.....	73
7.2 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.....	78
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	86
8.1 Производственная безопасность.....	86
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	87
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	91
8.2 Экологическая безопасность.....	94
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	102

Введение

«Прежде природа угрожала человеку, а сейчас человек угрожает природе».

Ж.И. Кусто

Изменение климата - одна из важнейших международных проблем нашего времени, которая охватывает экологические, экономические и социальные аспекты развития Российской Федерации.

23 ноября 2009 г. был принят Федеральный закон Российской Федерации N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [34].

С целью обеспечения безопасного и устойчивого развития Российской Федерации в условиях изменяющегося климата 17 декабря 2009 г. выходит распоряжение Президента РФ №861-рп «О Климатической доктрине Российской Федерации» [1].

В целях реализации Климатической доктрины РФ, 30.09.2013 г. выходит указ Президента РФ № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» [2].

5 января 2016 года Президент РФ Владимир Путин подписал указ, в соответствии с которым 2017 год в России объявлен годом экологии [3].

Это решение преследовало главную цель – привлечение внимания к проблемам в экологической сфере.

Все приведенные факты показывают и доказывают, что руководство нашей страны на законодательном уровне предпринимаем всевозможные шаги, целью которых является обеспечение экологической безопасности в РФ в целом и топливно-энергетическом комплексе в частности, а

ресурсосберегающая политика является важным направлением повышения эффективности производства.

В газовой отрасли РФ уделяется большое внимание вопросам предупреждения и недопущения негативных воздействий на состояние объектов окружающей среды в регионах присутствия, а также повышению эффективности использования природных ресурсов.

ПАО «Газпром» - крупнейшая компания по добыче, переработке, хранению, транспорту и распределению природного газа, проводит масштабные исследования по воздействию промышленных предприятий на объекты окружающей среды. Результаты этих исследований показали, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в основном представлены газообразными веществами, большая часть выбросов приходится на метан (CH_4) - около 60 % [5].

В 2015 году в пересчете на CO_2 эквивалент выбросы метана в атмосферу составили 1430,8 тыс.т, и снизились по сравнению с 2000 годом на 83,2 тыс.т (5,5%) [33]. За этот период наблюдались как падение валовых выбросов метана и других загрязняющих веществ в атмосферу, так и незначительный их рост, связанный с ростом объемов производственной деятельности.

Метан, как основной компонент природного газа, поставляемого на рынок, является эффективным энергоресурсом. Его выбросы в атмосферу служат наглядным примером неэффективного ресурсосбережения и являются потерей ценной продукции, а также фактором воздействия на климат.

Доля газов дегазации и деэтанзации, образующихся при подготовке газа и конденсата, в выбросах метана в атмосферный воздух занимает не последнее место в газодобывающих компаниях и составляет примерно 15 % от их общего объема [5].

Снижение этих выбросов является важной задачей и доказывает актуальность темы выпускной квалификационной работы, обусловленной тенденциями в области развития ресурсосбережения в РФ.

ОАО «Востокгазпром» – дочернее предприятие ПАО «Газпром», добывающим активом которой является ОАО «Томскгазпром».

Согласно экологической политике ОАО «Томскгазпром» основным принципом деятельности Общества является рациональное использование природных ресурсов и сохранение благоприятной окружающей среды для будущих поколений [4].

Реализуя этот принцип, ОАО «Томскгазпром» обязуется обеспечивать ресурсосбережение и энергоэффективность, приоритетность мер предупреждения загрязнения окружающей среды перед мерами по устранению его последствий, уменьшить негативное воздействие на окружающую среду и совершенствовать свою природоохранную деятельность [4].

На примере Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения будет рассмотрена ресурсосберегающая технология утилизации низконапорных газов на установке комплексной подготовки газа и конденсата.

1 Способы компримирования газов

Компримирование (от фр. Comprimer - сжимать, сдавливать) - технология промышленной обработки и подготовки газа (сжатие), осуществляемая с целью повышения давления и снижения содержания легкоконденсирующихся углеводородов.

Компримирование - одна из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их в нефтегазоносные структуры для поддержания пластового давления (с целью увеличения нефтеконденсатоотдачи), в процессе заполнения подземных хранилищ газа и при сжижении газов [7].

Компримирование осуществляется в одну или несколько ступеней. Тип и мощность компрессора определяются в зависимости от количества компримируемого газа и требуемой степени повышения давления (степени сжатия). Компримирование сопровождается повышением температуры газа и требует последующего его охлаждения.

В компрессорные установки (КУ) обычно поступает уже подготовленный газ, но при этом содержание в нем механических примесей и капельной жидкости не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Решить эту проблему можно путем доукомплектования КУ системой фильтрации, включающей в себя фильтр, необходимый для очистки от механических примесей, а также сепаратор для удаления капельной жидкости [11].

1.1 Понятие о низконапорных газах

Понятие «низконапорные газы» (ННГ) в настоящее время не имеет строгого научно обоснованного определения. Газовики под ним понимают природные газы, имеющие низкое давление на устье добывающей скважины,

которого не хватает для подачи на компрессорную станцию (КС) или установку подготовки (УКПГ). Нефтяники считают, что это газы конечных ступеней сепарации нефти, не имеющие достаточного запаса энергии для транспорта газа от УПН на газоперерабатывающий завод.

В контексте выпускной работы под низконапорными газами понимаются газы выветривания (дегазации) и газы деэтанизации, образующиеся при подготовке газа и конденсата на УКПГиК.

1.2 Технология компримирования с применением эжектора

Эжектор - (фр. Ejecteur - выбрасывать) - устройство, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем переносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды [7].

На рисунке 1.1 приведена принципиальная схема эжектора [8].

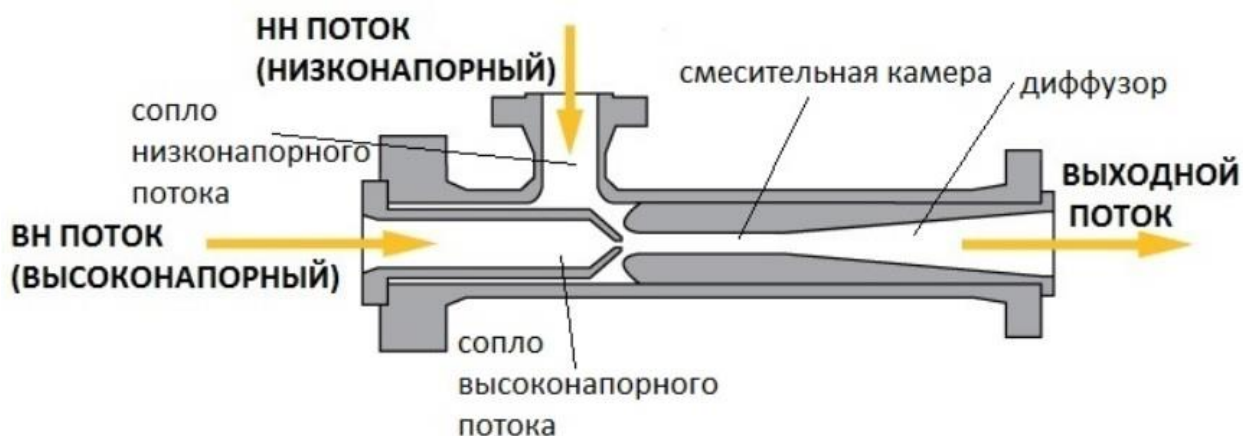


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема эжектора

Эжектор состоит из следующих конструктивных элементов: корпус, сопло высоконапорного (эжектирующего или активного) газа, сопло

низконапорного (эжектируемого или пассивного) газа, камера смешения и диффузор. Диффузор служит для повышения давления смеси на выходе из эжектора.

Газовый эжектор - устройство, в котором избыточное давление высоконапорных газов используется на компримирование газов низкого давления.

Весь процесс смешения можно условно разделить на два этапа - начальный и основной. На начальном этапе в камере смешения создается область разряжения за счет прохождения высоконапорного газа с высокой скоростью и давлением через сверхзвуковое сопло, критическое сечение которого в несколько раз меньше, чем сечение подводящей трубы. Газ низкого давления устремляется в камеру смешения за счет того, что в ней создана область разряжения (давление ниже давления низконапорного газа) (рисунок 1.2) [14].

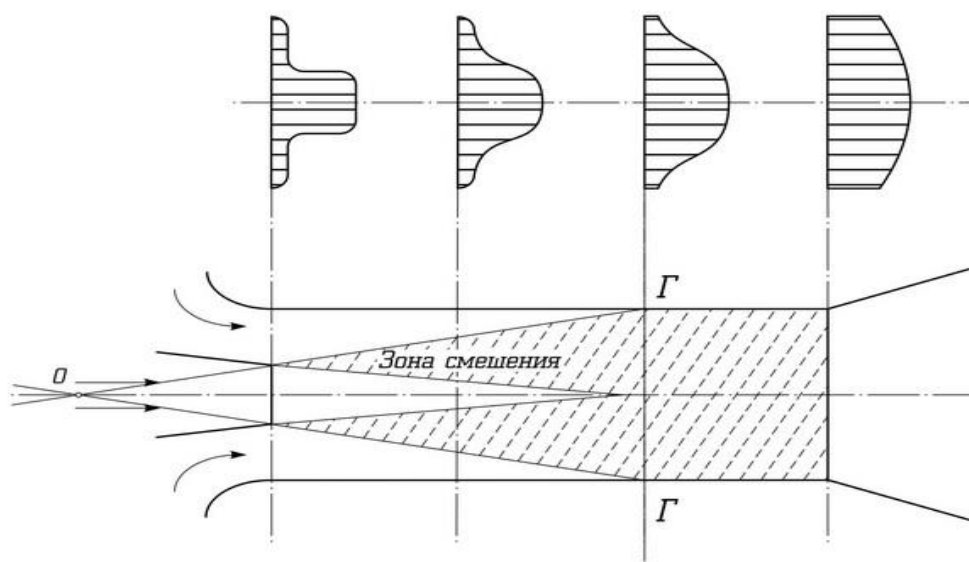


Рисунок 1.2 – Изменение поля скоростей по длине камеры смешения

В камере смешения два потока объединяются и на некотором расстоянии от сопла, в граничном сечении Г–Г, объединенный поток наполняет все сечение смесительной камеры. В этом сечении параметры газа

еще существенно различны по радиусу камеры. В конечном сечении камеры, находящемся примерно на расстоянии от 8 до 12 диаметров камеры от начального сечения, получается однородная смесь газов, полное давление которой тем больше превышает давление эжектируемого газа, чем меньше коэффициент эжекции.

После камеры смешения, поток попадает в диффузор, в котором происходит его торможение и рост давления. На выходе из эжектора смешанный поток имеет давление выше, чем давление низконапорного газа [8].

Работу эжектора характеризуют коэффициент эжекции и кинематический параметр, которые определяются по формулам (1.1) и (1.2) соответственно [9].

$$K_э = Q_п/Q_a, \quad (1.1)$$

$$P_k = P_a/P_п. \quad (1.2)$$

где $K_э$ - коэффициент эжекции;

$Q_п$ - расход низконапорного газа, м³/с;

Q_a - расход активного потока газа, м³/с;

P_k - кинематический параметр;

P_a - давление активного газа на входе в эжектор, МПа;

$P_п$ - давление пассивного газа на входе в эжектор, Мпа.

Отношение площади сечения на выходе из диффузора к площади на входе в него является характерным геометрическим параметром эжектора и определяется по формуле

$$f = F_{вых}/F_{вх}, \quad (1.3)$$

где f - степень расширения диффузора.

Если эжектор работает при заданном статическом давлении на выходе из диффузора, то степень расширения диффузора существенно влияет на все параметры эжектора. С увеличением f в этом случае снижается статическое

давление в камере смешения, растёт скорость эжектирования и коэффициент эжекции при не очень значительном изменении полного давления смеси.

Как и любая технология, компримирование ННГ с помощью эжектора имеет ряд достоинств и недостатков. Среди достоинств можно отметить простоту конструкции и отсутствие подвижных элементов, минимальные вложения при вводе в эксплуатацию и малый срок окупаемости, а также тот факт, что повышение давления низконапорного газа происходит без затрат внешней энергии.

К недостаткам эжекторного компримирования относится их чувствительность к изменению состава и расхода активного и пассивного газов, характеризуется рисками нестабильной работы, в случае отклонения от расчетного режима [10].

1.3 Компрессорная технология компримирования

Компрессор (от лат. *Compressio* - сжатие) - машина, предназначенная для сжатия (компримирования) и перемещения газов.

По принципу действия все компрессоры можно разделить на две большие группы: динамические и объёмные [7].

В объёмных компрессорах рабочий процесс компримирования осуществляется за счет изменения объёма рабочей камеры. Из наиболее распространенных стоит отметить поршневые, винтовые, мембранные и роторно-пластинчатые компрессоры.

Поршневые компрессоры относятся к компрессорам возвратно-поступательного действия, являются самым давним и распространенным типом. На рисунке 1.3 приведена принципиальная схема поршневого компрессора [12].

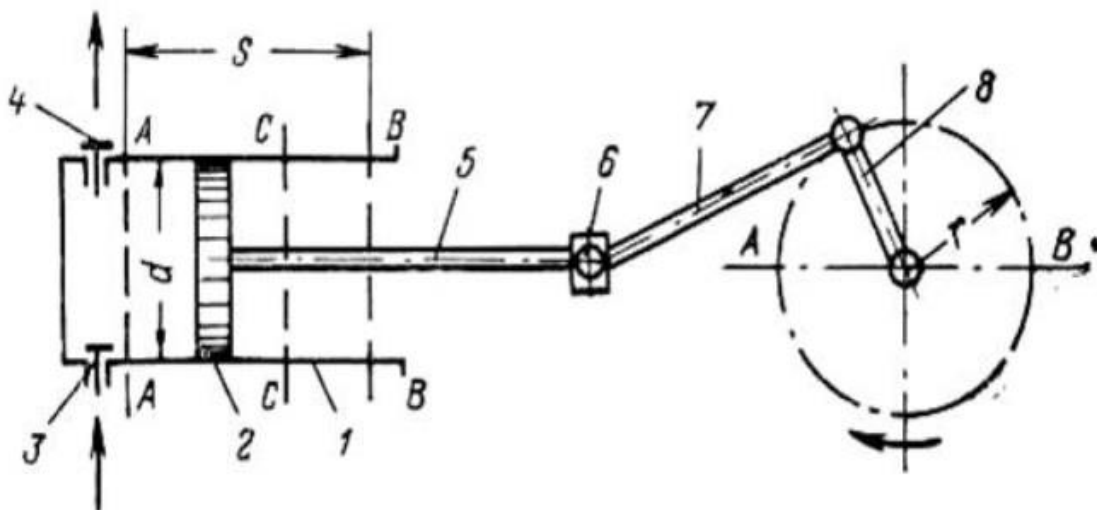


Рисунок 1.3 – Принципиальная схема поршневого компрессора

Основные узлы компрессора: рабочий цилиндр 1, поршень 2, приемный рабочий клапан 3 (распределительный орган на поступлении газа в компрессор), нагнетательный рабочий клапан 4 (распределительный орган на выходе сжатого газа из цилиндра в напорный трубопровод). Кривошипно-шатунная система, состоящая из штока 5, крестковца 6, шатуна 7, кривошипа 8, служит для преобразования вращательного движения привода в возвратно-поступательное движение поршня.

При движении поршня 2 вправо происходит процесс всасывания - заполнение объема рабочего цилиндра газом, поступающим через открытый приемный клапан 3 из приемного трубопровода. При достижении поршнем плоскости В-В всасывающий клапан 3 закрывается. При движении поршня влево начинается процесс сжатия, который заканчивается в момент, когда рабочие параметры газа достигнут значений, соответствующих условиям нагнетания. Процесс сжатия заканчивается при достижении поршнем плоскости С-С. В этом положении открывается нагнетательный клапан 4, начинается процесс нагнетания - вытеснение газа поршнем в напорный трубопровод. Комплекс процессов всасывания, сжатия и нагнетания составляет цикл работы поршневого компрессора.

Поршневые компрессоры классифицируются по числу ступеней (одноступенчатые, многоступенчатые (не более семи), по производительности (малые до 10 м³/мин, средние 10–100 м³/мин, крупные более 100 м³/мин), по величине создаваемого давления (низкого - $p < 2,5$ МПа), среднего - 2,5–10 МПа, высокого - 10–35 МПа, сверхвысокого - более 35 МПа), по конструктивному исполнению (компрессоры простого и двойного действия; однорядные и многорядные; горизонтальные, вертикальные и угловые), по составу сжимаемого газа (воздушные, газовые, кислородные, этиленовые, аммиачные и т.д.).

Винтовые компрессоры представляют собой заключенные в корпус один, два или более винта-ротора, находящиеся в зацеплении. Один из винтов, как правило, является ведущим, другой - ведомым.

Принципиальная схема винтового компрессора приведена на рисунке 1.4 [12].

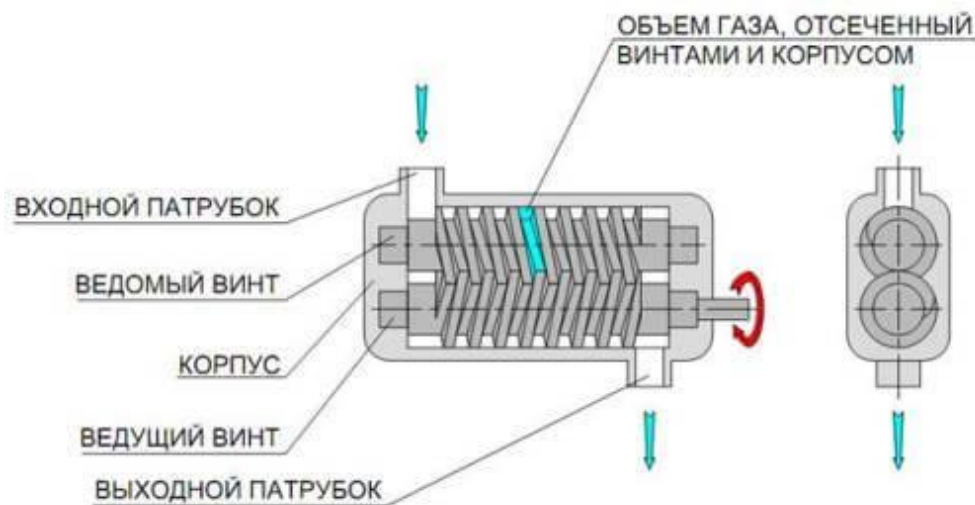


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема винтового компрессора

При движении винтов образуются подвижные рабочие объемы пространства, ограниченные непосредственно винтами и стенками корпуса. Такие компрессоры менее габаритны, чем поршневые, и значительно более устойчивы. При работе между винтами могут возникать значительные силы

трения, поэтому для снижения износа деталей применяют смазывающие вещества, обычно смазочное масло. Однако подбор антифрикционных материалов позволяет обойтись и без дополнительной смазки, в связи с чем выделяют масляные и безмасляные винтовые компрессоры. Вторые применяются в тех случаях, когда контакт сжимаемого газа и смазочного вещества недопустим.

Роторно-пластинчатые компрессоры имеют отличительную особенность в виде ротора со специальными пазами, в которые вставлены подвижные пластины. Ротор устанавливается в цилиндрическом корпусе (статоре), причем ось ротора не совпадает с осью корпуса. При вращении ротора центробежная сила отбрасывает пластины от центра ротора к корпусу, тем самым в компрессоре образуются подвижные рабочие камеры, ограниченные соседними пластинами, корпусом и ротором. Изменение объема рабочих камер обусловлено смещением осей. Как и поршневые компрессоры, роторно-пластинчатые способны развивать значительное давление газа на выходе, однако их выгодно отличают компактные размеры и меньшая шумность. Принципиальная схема роторно-пластинчатого компрессора приведена на рисунке 1.5 [12].

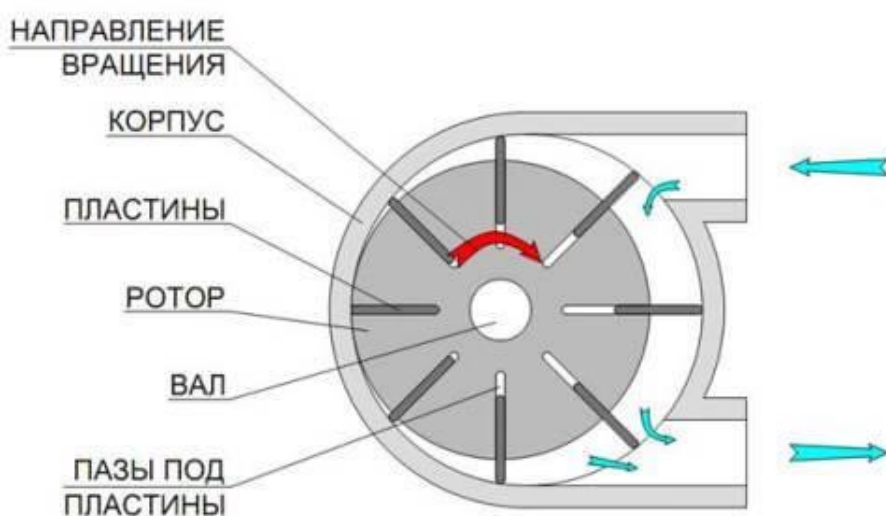


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема роторно-пластинчатого компрессора

Мембранные компрессоры отличаются тем, что содержат в своей конструкции эластичную полимерную мембрану. Принципиально такие компрессоры схожи с поршневыми, только роль поршня в них выполняет мембрана. Выпячиваясь в разные стороны, мембрана меняет объем рабочей камеры, а систем клапанов работает тем же образом. Привод самой мембраны может быть механическим, пневматическим, электрическим или мембранно-поршневым. Все эти типы приводов объединяет тот факт, что перекачиваемый газ не контактирует в процессе работы устройства ни с чем, кроме мембраны и корпуса рабочей камеры. Это делает мембранные компрессоры востребованными в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень чистоты нагнетаемого газа. Принципиальная схема мембранного компрессора приведена на рисунке 1.6 [12].

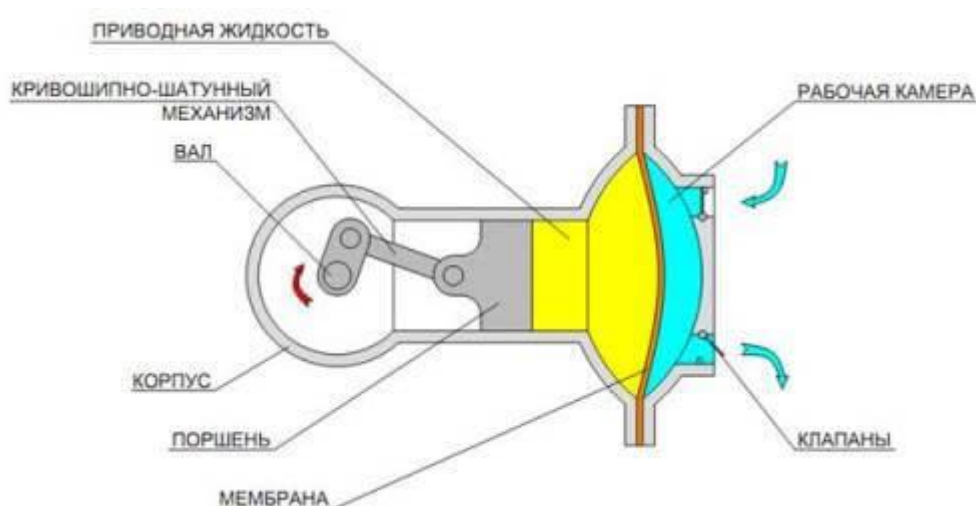


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема мембранного компрессора

Динамические компрессоры подразделяют на радиальные (центробежные), осевые и струйные. Стоит отметить, что эжекторы по своему принципу можно отнести к струйным компрессорам.

Радиальные компрессоры получили свое название по направлению движения газа в устройстве. Простейший компрессор такого типа состоит из

корпуса и размещенного в нем рабочего колеса, установленного на валу. Принципиальная схема радиального компрессора приведена на рисунке 1.7 [12].

Лопатки рабочего колеса при вращении перемещают газ от оси в радиальных направлениях, тем самым передавая ему кинетическую энергию, которая затем частично преобразуется в потенциальную энергию давления. Газ поступает на колесо через осевой вход, затем попадает на лопатки, отбрасывается в радиальных направлениях и поступает в спиральный газосборник, а затем выводится через выходной диффузор.

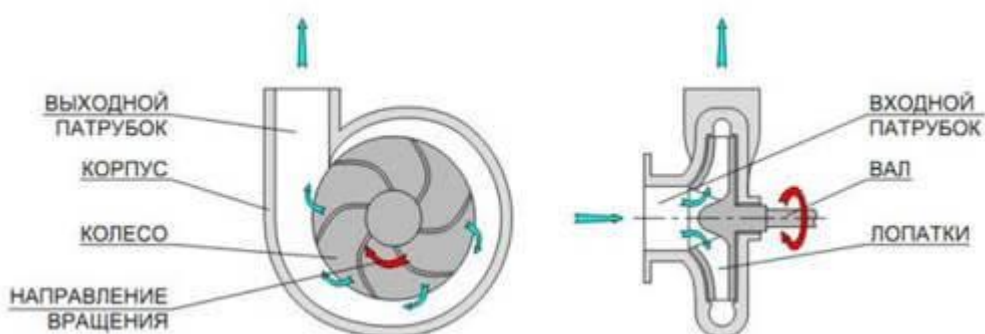


Рисунок 1.7 – Принципиальная схема радиального компрессора

Также центробежные компрессоры могут выполнять многоступенчатыми, располагая несколько колес на одном валу и обеспечивая последовательный проход газа через них. Устройства такого типа компактны, обладают малой шумностью и не подвержены сильной вибрации при работе, а также хорошо подходят для случаев, когда требуется обеспечить подачу незагрязненного газа в больших объемах.

Осевые компрессоры отличаются тем, что газ в них движется в осевом направлении. Принципиальная схема осевого компрессора приведена на рисунке 1.8 [12].

К основным конструктивным элементам таких устройств относят ротор, установленный на валу, и статор (корпус). На роторе располагаются

ряды лопаток, проходя которые газовый поток получает дополнительную кинетическую энергию и закручивается.

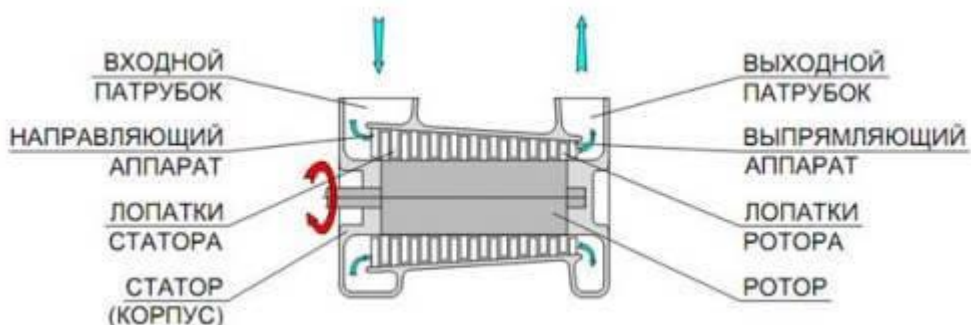


Рисунок 1.8 – Принципиальная схема осевого компрессора

Для выравнивания направления его движения между рядами лопаток ротора располагают ряды направляющих лопаток статора. Область, где изменяются характеристики потока газа, ограничена входным направляющим и выходным выпрямляющим аппаратами. Такие устройства значительно более сложны в изготовлении и эксплуатации по сравнению с более простыми радиальными компрессорами, однако обладают большим КПД при схожем показателе напора.

1.4 Сравнительный анализ компрессорных установок

При всем многообразии существующих типов и схем компрессоров, наибольшее распространение в нефтегазовой промышленности получили поршневые и роторные компрессоры. Поршневые компрессоры были и остаются самыми распространенными на территории РФ. К наиболее ярким представителям роторных компрессоров следует отнести винтовые, которые являясь более современными, в последнее время вытесняют поршневую компрессорную технику на отечественных предприятиях.

В рамках рассмотрения технических предложений следует отметить преимущество поршневых компрессоров перед винтовыми относительно

утилизации ННГ. Согласно алгоритму, приведенному в [12], необходимый тип компрессора может быть выбран по приведенной на рисунке 1.9 схеме на основе наиболее общих исходных данных.

К числу основных преимуществ поршневых компрессоров относятся их низкая стоимость, несложный технологический процесс производства, отработанный за долгое время их существования, а также высокий уровень ремонтпригодности. При своевременном технологическом обслуживании поршневые компрессоры могут прослужить значительное время, сопоставимое со сроком службы более долговечных винтовых компрессоров.



Рисунок 1.9 – Обобщенная схема выбора типа компрессора

При утилизации ННГ от компрессорных установок требуется значительное повышение давления и обеспечение высокой производительности. По этим параметрам так же выигрывают поршневые компрессоры, обладающие коэффициентом полезного действия около 40 %, широким диапазоном давлений и обеспечивающие высокую степень сжатия газов (до 35 МПа).

К недостаткам поршневых компрессоров следует отнести их частое техническое обслуживание, высокий уровень шума и вибрации, а также необходимость сооружения фундаментов под них.

Винтовые компрессоры в свою очередь характеризуются высоким коэффициентом полезного действия (близким к 50–60 %) и возможностью компримирования газа до 2,5 МПа, и в противовес поршневому,

демонстрируют незначительное превышение температуры на выходе над температурой входа.

Винтовые компрессоры не требуют специального фундамента для установки, что обеспечивает легкость их установки и приводит к экономии на строительных расходах. По сравнению с поршневыми обладают низкой вибрацией и невысоким уровнем шума.

Как и любая техника, винтовые компрессоры обладают и рядом недостатков, к главным из которых следует отнести их дороговизну, сложное устройство механизмов, обеспечивающих регулирование степени сжатия, а также необходимость наличия эффективного отделителя масла и маслоохладителя.

В итоге, несмотря на все свои достоинства, винтовые компрессоры не смогли создать конкуренцию поршневым, так как технология их создания остаётся очень сложной. Поршневые установки в свою очередь не только славятся низкой ценой, но и просты в производстве и эксплуатации.

2 Технологии утилизации низконапорных газов

На УКПГ, на которой подготовка сухого газа производится с помощью технологии низкотемпературной сепарации (НТС), имеется техническая возможность возвращения в основной газовый поток низконапорных газов (газов дегазации и деэтанзации). Ее можно реализовать в рамках классической технологии НТС, без применения каких-либо энергетических затрат. Утилизация ННГ осуществляется при замене дросселирующего устройства на эжектор типа газ – газ, который в настоящее время является традиционным аппаратом установки НТС. [6].

Принципиальная схема установки НТС в варианте трехступенчатой сепарации с эжектором показана на рисунке 2.1 [6].

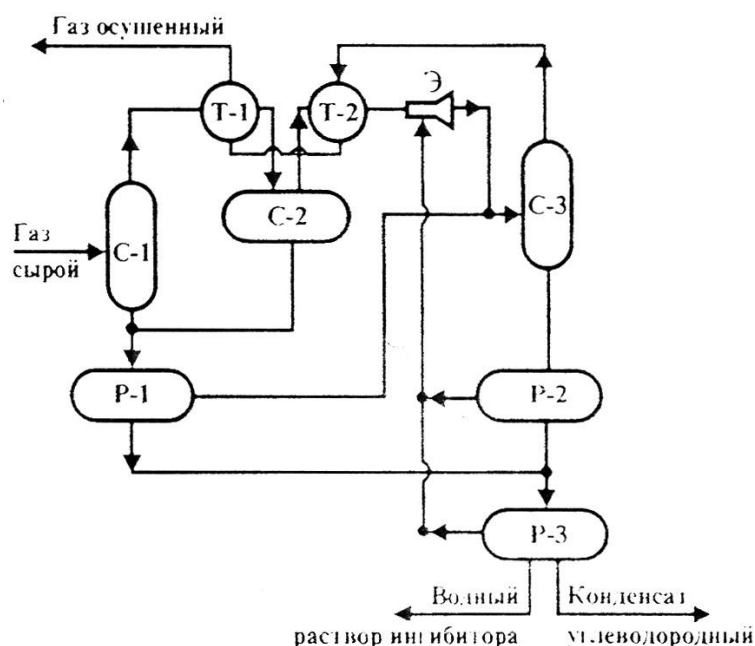


Рисунок 2.1 – Схема установки НТС с эжектором

С-1, С-2, С-3 - сепараторы; Т-1, Т-2 - теплообменники; Э - эжектор типа газ-газ; Р-1, Р-2, Р-3 - разделители (газа, углеводородного конденсата, водной фазы, ингибитора гидратообразования)

Технология НТС с эжектором впервые реализована на Вуктыльском газоконденсатном месторождении на Уренгое в 1980 году. Там применялись газовые эжекторы ЭГ–1 конструкции ВНИИГаза, предназначенные для утилизации газов разгазирования нестабильного конденсата опытной установки получения дизтоплива. Режим работы этих эжекторов оказался неустойчивым, что вызвано малым перепадом давлений на входе и выходе эжектора. Постепенное снижение входного давления на УКПГ привело к прекращению эжектирования низконапорных газов, в связи с чем эжекторы ЭГ–1 были демонтированы [6].

Следующий этап освоения эжекторов на Уренгое связан с внедрением эжекторов ЭГ–9 на валанжинской УКПГ. Пуск в работу эжекторов из-за отставания строительства и ввода дожимной компрессорной станции позволил ежедневно возвращать в основной поток от 300 тыс. м³ до 1000 тыс. м³ газа дегазации, избавив УКПГ от необходимости сжигать низконапорные газы.

Важным направлением применения эжекторов на Уренгойском месторождении было внедрение их в процесс частичного разгазирования нестабильного конденсата непосредственно на валанжинских УКПГ. Растворенный в нестабильном конденсате газ, выделяясь по трассе межпромышленного конденсатопровода, приводит к двухфазному транспорту нестабильного конденсата, пульсациям и существенно нарушает стабильность работы конденсатопровода.

Пуск эжекторов на валанжинских УКПГ позволил разгрузить конденсатопроводы от балластного газа и стабилизировать режим их работы, снизить давление и несколько температуру сепарации низкотемпературной ступени, тем самым повысив удельный выход нестабильного конденсата.

В [5] предложена технология утилизации низконапорных газов на основе патента [32]. На рисунке 2.2 представлена принципиальная схема этой установки.

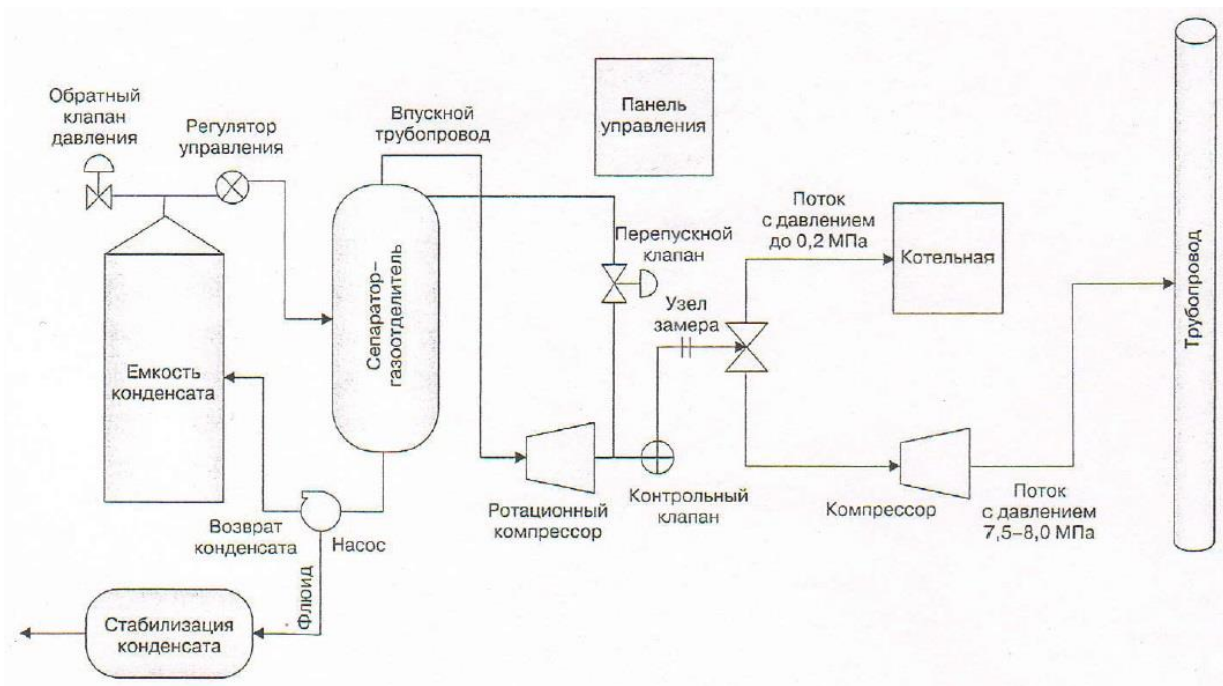


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема утилизации низконапорных газов с использованием технологии их улавливания и рекуперации

Отличительной особенностью этой технологии является компримирование низконапорных газов в два этапа. На первом этапе происходит сжатие до 0,2 МПа, после чего отбирается объем газа, необходимый на удовлетворение собственных нужд предприятия (котельные, подогреватели, печи и т.д.). Остальная часть газа компримируется до давления от 7,5 до 8 МПа и направляется в конденсатопровод за насосной станцией продуктопровода промысла, по которому транспортируется на головной завод подготовки газового конденсата, где и происходит повторное выделение низконапорных газов [5].

Реализация данной технологии не нарушает работу насосной станции, а перекачиваемый по продуктопроводу газ поступает на завод подготовки газового конденсата.

Реализация этого решения уже ведется в Новом Уренгое, где имеется завод по подготовке газового конденсата, поступающего со всех газовых промыслов Надым-Пур-Тазовского региона.

3 Постановка задачи исследования

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая схема установки включает в себя процесс подготовки сухого газа по технологии низкотемпературной сепарации с применением дросселирования и детандер-компрессорных агрегатов, а также процесс подготовки стабильного конденсата на установке дэтанзации и стабилизации конденсата ректификацией по двухколонной схеме.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ ресурсосберегающей технологии утилизации низконапорных газов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении, осуществляемой с помощью блочной компрессорной станции и оценка ее эффективности.

Исходя из поставленной цели, были определены следующие задачи:

- проанализировать технологии подготовки низконапорных газов с применением эжекторов;
- проанализировать технологии подготовки низконапорных газов с применением компрессоров;
- рассчитать экономическую эффективность использования блочной компрессорной станции на МНГКМ.

4 Характеристика объекта исследования

4.1 Геолого-физическая характеристика Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения

С целью соблюдения федерального закона № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» от 27 июля 2006 г. [31] и защиты коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром», информация раздела со страницы 30 до страницы 45 и далее по тексту скрыта.

4.2 Система сбора природного газа от скважин до УКПГ

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, включающей семь самостоятельных коллекторов диаметром от 200 до 300 мм, по которым газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ. Схема сбора природного газа Мыльджинского месторождения представлена на рисунке 4.5 [17].

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступает на узел входа шлейфов (УВШ) №1, 2, где распределяется на три модуля подготовки газа (МППГ).

Для предупреждения гидратообразования в скважинах на регулирующем дросселе фонтанной арматуры и в газопроводах предусмотрен дозированный ввод метанола.

Рисунок удален с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Рисунок 4.5 – Схема сбора природного газа Мыльджинского месторождения

4.3 Узел входа шлейфов

Узел входа шлейфов предназначен для подключения шлейфов от кустов скважин МНГКМ и СВГКМ, попутного нефтяного газа КНГКМ и СОНМ, распределения газовых потоков по трем МПГ, сброса газа на факел при аварийной ситуации на УКПГ, распределения ингибитора гидратообразования (метанол) по кустам газовых скважин и оперативного технологического учета продукции скважин, поступающей на УКПГ по трубопроводам (шлейфам) [17].

В состав узлов входа шлейфов входят:

- узел входа № 1 (кусты скважин К – 1–4, К – 6–10, К – 14);
- узел входа № 2 (кусты скважин К – 5, К – 11, К – 12, продукция четырех кустов скважин СВГКМ);
- блок распределения метанола.

4.4 Пробкоуловители Казанского НГКМ, Северо-Васюганского ГКМ

Пробкоуловитель Казанского НГКМ (далее КГС) предназначен для залпового приема жидкости из газопровода КНГКМ - МНГКМ, а также для первичного отделения жидкости из потока газа, поступающего от КНГКМ и СОНГКМ.

КГС представляет собой две емкости, размещенные на открытой площадке, объемом 25 м³ каждая, установленные одна над другой, соединенные между собой трубопроводами.

Попутный нефтяной газ с КНГКМ поступает в верхнюю секцию КГС, где под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости, которая по трубопроводу поступает в нижнюю секцию КГС. Отсепарированный газ из верхней ступени КГС через клапан регулятор поступает в общий поток сырого газа от УВШ–1,2.

Также имеется пробкоуловитель Северо-Васюганского ГКМ (далее СВГС), предназначенный для залпового приема жидкости из газопровода СВГКМ - МНГКМ, а также для первичного отделения жидкости из потока газа, поступающего от СВГКМ.

СВГС представляет собой емкость, размещенную на открытой площадке, объемом 25 м³.

Продукция скважин СВГКМ поступает по трубопроводу в газосепаратор СВГС, где под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости. Отсепарированный газ после пробкоуловителя поступает в поток сырого газа на УВШ-2.

4.5 Установка комплексной подготовки газа

УКПГ состоит из модулей (технологических автоматизированных линий обработки газа с законченным технологическим процессом). Проектная производительность УКПГ по природному газу установлена равной XX млрд. м³/год [17].

Подготовка газа на УКПГ осуществляется методом НТС в трех параллельно расположенных МПГ. Принятой технологической схемой УКПГ предусмотрено, что каждый из трех МПГ работает автономно и может находиться в рабочем или резервном режиме.

Отделение основной массы (75%) капельной, жидкой фазы и механических примесей из газожидкостной смеси, поступающей от кустов скважин, осуществляется на 1-й и 2-й ступенях сепарации. При этом более половины общего количества жидкости отделяется в сепараторах первой ступени.

После первой ступени сепарации сырой газ через теплообменник «газ-газ» направляется на дожимную компрессорную станцию, где его давление

повышается, после чего газ возвращается обратно в МПГ–1,2,3 для дальнейшей подготовки.

В МПГ–1 осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет снижения температуры газа, получаемого в результате эффекта Джоуля-Томсона (изменение температуры газа при дросселировании) на дросселирующем клапане, установленном перед низкотемпературным сепаратором, компримирование ННГ на эжекторах ЭЖ–1, ЭЖ–2 и рекуперации холода в теплообменниках Т–1, Т–2.

Дросселирование - процесс изохорный и для газоконденсатных залежей северных месторождений, работающих при термобарических условиях функционирования установок, приводит к снижению температуры обрабатываемого газа: от 3 до 4,5°С на 1 МПа.

Изменение температуры при дросселировании характеризуется дифференциальным эффектом Джоуля-Томсона

$$\mu_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i, \quad (4.1)$$

где μ_i - дифференциальный эффект Джоуля-Томсона,

T- абсолютная температура газа,

P – давление газа,

Произведя ряд математических преобразований с формулой (4.1) получим выражение для μ_i , которое характеризует эффект снижения температуры при дросселировании

$$\mu_i = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V}{C_p}, \quad (4.2)$$

где C_p - истинная теплоемкость газа при постоянном давлении.

В МПГ–2 и МПГ–3 осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет совершения газом внешней работы газа

в турбодетандер-компрессорном агрегате (ТДКА), компримирование ННГ на блочной компрессорной станции низконапорных газов (БКС ННГ) и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

Расширение газа в турбодетандере (изоэнтروпийный процесс) позволяет более эффективно использовать перепад давления газа. Поступая внутрь камеры детандера через направляющий аппарат, поток газа с высокой скоростью попадает на лопасти турбины, заставляя ее вращаться, тем самым он совершает внешнюю работу и теряет часть внутренней энергии, за счет чего и происходит понижение его температуры до минус 40°С и ниже.

Величина μ_S характеризует снижение температуры при расширении газа в детандере и определяется по формуле

$$\mu_S = \mu_i + \frac{V}{C_p} = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V}{C_p} + \frac{V}{C_p} = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p}{C_p}, \quad (4.3)$$

где μ_S - температурный коэффициент при использовании детандера.

Сравнение формул (4.2) и (4.3) наглядно показывает, что изоэнтропийный процесс сопровождается большим снижением температуры, чем изоэнтальпийный, что также можно наблюдать и на рисунке 4.6 [6].

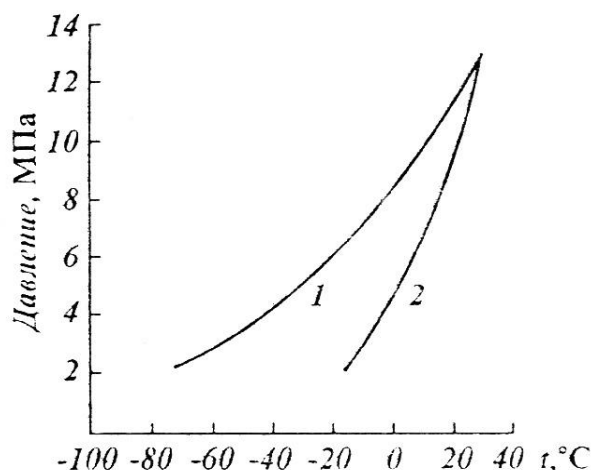


Рисунок 4.6 – Снижение температуры газа при изоэнтропийном (1) и изоэнтальпийном (2) расширении

Природный газ, прошедший УКПГ, согласно СТО Газпром 089 - 2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» [16], должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 4.6 [17].

Таблица 4.6 – Свойства товарного газа

Информация удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Подготовленный сухой газ является товарной продукцией УКПГ и подаётся в систему магистральных газопроводов ООО «Газпром Трансгаз Томск» с давлением от XX до XX МПа.

Сухой газ УКПГ расходуется на собственные нужды в качестве топливного газа газодизельной электростанции (ГДЭС) для производства электроэнергии, на котельной МНГКМ, на печах огневого нагрева установки деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК), в качестве продувочного, топливного газа на факела высокого и низкого давления (ФВД, ФНД), а также в качестве топливного газа и для сухих газодинамических уплотнений дожимной компрессорной станции (ДКС).

5 Технологии утилизации низконапорных газов Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения

5.1 Технологическая схема установки с эжектированием низконапорных газов

Продукция скважин МНГКМ, отсепарированный газ от СВГС, КГС с узла входа шлейфов с давлением от XX до XX МПа и температурой от плюс XX до плюс XX °С поступает на первую ступень сепарации в вертикальный сепаратор. На входе в сепаратор регулирующим клапаном поддерживается постоянное давление (рисунок 5.1) [17].

В сепараторе первой ступени, под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и механических примесей. Отсепарированная жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода) и механические примеси отводятся в разделитель жидкости.

Частично отсепарированный газовый поток, по трубопроводу, с давлением от XX до XX МПа и температурой от плюс XX до плюс XX °С из сепаратора, направляется в трубное пространство теплообменника «газ–газ», где нагревается обратным потоком газа от ДКС, проходящего по межтрубному пространству, до температуры от плюс XX до плюс XX °С. Далее газ поступает на вход в горизонтальные сепараторы ФС–1,2 цеха сепарации ДКС. Очищенный газ направляется на всас газоперекачивающих агрегатов ГПА, отсепарированная жидкость поступает на вход в разделители жидкости по линии пластовой жидкости.

После компремирования на ГПА газ с давлением от XX до XX МПа, температурой от плюс XX до плюс XX °С (в зависимости от потребности, расхода газа, температуры окружающего воздуха) направляется на аппараты воздушного охлаждения АВО и охлаждается до требуемой температуры.

Затем частично охлажденный газ разделяется на два потока. Часть газа (от XX до XX тыс.м³/ч) по трубопроводу подается на колонны отдувки метанола. Остальная часть газа направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ», где охлаждается до температуры от плюс XX до плюс XX °С.

Затем газ подается в трубное пространство двухсекционного теплообменника «газ-газ», где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа до температуры от минус XX до плюс XX °С.

Охлажденный в теплообменнике прямой поток газа с давлением от XX до XX МПа, по трубопроводу поступает в сепаратор второй ступени. В сепараторе происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась в результате снижения температуры в теплообменнике. Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из сепаратора второй ступени, по трубопроводу с давлением от XX до XX МПа и температурой от минус XX до плюс XX °С, подается в трубное пространство теплообменника, где охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа до температуры от минус XX до минус XX °С.

Охлажденный газовый поток поступает на регулирующий клапан давления, на котором дросселируется до давления от XX до XX МПа, охлаждается за счет дроссель эффекта до температуры от минус XX до минус XX °С и поступает в сепаратор третьей ступени.

Часть потока отбирается перед регулирующим клапаном и в качестве активного потока подается на два эжектора для утилизации низконапорного газа с давлением от XX до XX МПа от УДСК и газа дегазации из разделителя жидкости с давлением XX МПа.

Газ выветривания из разделителя жидкости направляется в струйный эжектор ЭЖ–1 в поток пассивного газа, а газ деэтанзации от УДСК–1,2 в струйный эжектор ЭЖ–2. Характеристика эжекторов ЭЖ–1 и ЭЖ–2 по

производительности, давлению активного и пассивного газа приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристика эжекторов ЭЖ–1 и ЭЖ–2

Информация удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Расход пассивного потока газа на ЭЖ–1 замеряется непосредственно на выходе газа из РЖ–2. Расход пассивного потока газа на ЭЖ–2 замеряется с по месту.

Газ от эжекторов ЭЖ–1,2 объединяется в один поток и по трубопроводу с давлением от XX до XX МПа и температурой от минус XX до минус XX °С подается на вход низкотемпературного сепаратора, объединяясь с основным газожидкостным потоком газа после регулирующего клапана.

Регулирующий клапан прямого действия обеспечивает стабильное давление газа от XX до XX МПа на входе в низкотемпературный сепаратор.

В низкотемпературном сепараторе происходит отделение капельной жидкости сконденсированной в результате снижения температуры до минус XX минус XX °С и давлении от XX до XX МПа.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой от минус XX до минус XX °С и с давлением от XX до XX МПа поступает в межтрубное пространство теплообменника Т–2, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры от минус XX до минус XX °С. Нагретый газовый поток из теплообменника Т–2 поступает в межтрубное пространство теплообменника Т–1, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры от плюс XX до плюс XX °С.

Осушенный природный газ с температурой от плюс XX до плюс XX °С и давлением от XX до XX МПа направляется на одну из замерных ниток УКУГ и далее в магистральный газопровод.

Принципиальная схема и значения T и P удалены с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Рисунок 5.1 – Принципиальная схема основных потоков технологического модуля подготовки газа №1

5.2 Технологическая схема установки с утилизацией низконапорных газов на блочной компрессорной станции

Технология подготовки газа до низкотемпературного сепаратора повторяет технологию, представленную в разделе 5.1 (рисунок 5.1).

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из, по трубопроводу с давлением от XX до XX МПа и температурой от XX до минус XX °С, поступает на лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) детандер компрессорного агрегата, где давление снижается до XX МПа. Поступая внутрь камеры детандера через направляющий аппарат, поток газа с высокой скоростью попадает на лопасти турбины, заставляя ее вращаться с частотой 17000 оборотов в минуту. Тем самым он совершает внешнюю работу и теряет часть внутренней энергии, за счет чего и происходит понижение его температуры до минус XX °С (рисунок 5.2) [17].

Нагрузкой турбины является центробежный компрессор. Оператор, изменяя степень открытия лопаток ВНА, приводимых в действие воздухом КИПиА, имеет возможность изменять расход газа через турбину в диапазоне от XX до XX млн. нм³/сутки.

После турбины газ поступает в низкотемпературный сепаратор третьей ступени. Также на вход низкотемпературного сепаратора с давлением от XX до XX МПа (или на вход сепаратора с давлением от XX до XX МПа) поступают газы с блочной компрессорной станции низконапорных газов, охлажденные до температуры минус XX °С в трубном пространстве теплообменника обратным потоком конденсата от сепараторов второй и ступеней.

На входе в низкотемпературный сепаратор установлен регулирующий клапан, который обеспечивает стабильное давление газа от XX до XX МПа. Клапан предназначен для работы по резервной схеме подготовки газа и

осуществления плавного пуска ДКА. Отбор газа на ТДКА производится до клапана, поступление охлажденного газа после клапана.

В низкотемпературном сепараторе происходит отделение капельной жидкости, сконденсированной в результате снижения температуры до минус XX °С и давлении от XX до XX МПа.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой от минус XX до минус XX °С и с давлением от XX до XX МПа поступает в межтрубное пространство теплообменников, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры от минус XX до минус XX °С, а затем до температуры от плюс XX до плюс XX °С.

Нагретый до температуры от плюс XX до плюс XX °С газовый поток из теплообменников поступает в компрессорную часть ТДКА, где дожимается до давления XX МПа.

Осушенный природный газ с температурой от плюс XX до плюс XX °С и давлением XX МПа направляется на одну из замерных ниток УКУГ и далее в магистральный газопровод.

Принципиальная схема и значения T и P удалены с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Рисунок 5.2 – Принципиальная схема основных потоков модернизированных технологических модулей подготовки газа

5.3 Блочная компрессорная станция низконапорных газов

Блочная компрессорная станция низконапорных газов предназначена для утилизации газа низкого давления, поступающего с разделителей жидкости технологических модулей подготовки газа МПГ–1,2,3, а также метан-этановой фракции с УДСК путем компримирования, суммарным объемом до XX тыс. $\text{нм}^3/\text{час}$. Из БКС ННГ газ направляется в технологические модули подготовки газа МПГ [17].

В состав БКС входят три компрессорных установки производительностью XX тыс. $\text{нм}^3/\text{час}$. каждая. Регулирование производительности компрессорной установки осуществляется в диапазоне от 30 до 100 % частотой вращения двигателя. Регулирование работы КУ позволяет регулировку как по давлению на всасе, так и по давлению на нагнетании.

Все компрессорные установки расположены в одном помещении, оснащено системами обогрева, вентиляции, пожарной сигнализации, пожаротушения, сигнализаторами загазованности.

Компрессорная установка состоит из следующих основных узлов (рисунок 5.3) [35]:

- поршневой четырехрядный одноступенчатый компрессор С1;
- трехфазный электродвигатель М1 мощностью 680 кВт и частотой вращения до 1492 об/мин.;
- входной и выходной сепараторы S–1 и S–2;
- аппарат воздушного охлаждения газа XXXX и масла XXXX;
- входной фильтр MS–1;
- расходомер газа FT–1;
- КИП и запорно-регулирующая арматура.

Принцип работы КУ представлен на технологической схеме (рисунок 5.4) [35].

Схема удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Рисунок 5.3 – Основные узлы компрессорной установки блочной компрессорной станции

Технологическая схема удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Рисунок 5.4 – Технологическая схема компрессорной установки в составе БКС ННГ

Состав газовой смеси, поступающей на вход КУ, приведен в таблице 5.2 [17].

Таблица 5.2 – Состав газовой смеси на входе блочной компрессорной станции

Таблица удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

В таблице 5.3 приведены основные технические характеристики компрессорных установок. [17]

Таблица 5.3 – Технические характеристики компрессорной установки

Таблица удалена с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Газ с давлением от XX до XX МПа и температурой от XX до XX °С по трубопроводу поступает в блочную компрессорную станцию, где распределяется между компрессорными установками КУ–1, КУ–2 и КУ–3. В зависимости от объема поступающего газа в работе находится одна или две компрессорных установки, остальные - в резерве. За время эксплуатации в работе всегда находится одна компрессорная установка.

На входе в компрессорную установку газ поступает в фильтр MS–1, где очищается от механических примесей, и далее во входной сепаратор S–1, где происходит удаление капельной жидкости. Для предотвращения возникновения пульсаций давления непосредственно перед компрессором и на выходе из компрессора предусмотрены пульсационные сосуды PV–1 - PV–4.

Газ поступает в зону всасывания компрессора и сжимается до рабочего давления. Компрессор приводится в действие с помощью асинхронного трехфазного электродвигателя (M1), соединенного с компрессором гибкой муфтой. После сжатия в компрессоре газ с давлением от XX до XX МПа и температурой от XX до XX °С направляется в аппарат воздушного охлаждения XXXX, где охлаждается окружающим воздухом до

температуры от XX до XX °С посредством поочередного включения и выключения вентиляторов М1–М8.

После АВО охлажденный газ поступает в выходной сепаратор S–2, где отделяется образовавшаяся в результате охлаждения жидкость.

После сепаратора S–2 газ проходит через расходомер FT–1, после чего собирается в общий коллектор и по трубопроводу направляется из БКС на установку низкотемпературной сепарации в модули подготовки газа. В МПГ газ от БКС проходит через трубное пространство теплообменника ТК–1, где охлаждается нестабильным газовым конденсатом, и поступает на вход одного из сепараторов первой или третьей ступени (рисунок 5.2).

Жидкость, отделившаяся в сепараторах S–1, по дренажной линии направляется в дренажную емкость. Жидкость, отделившаяся в сепараторах S–2, направляется в линию нестабильного конденсата от аварийных емкостей E–8/1–4 в разделители жидкости.

6 Выбор технологии утилизации низконапорных газов

По мере эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений происходит падение пластового давления, что приводит к уменьшению эффективности работы УКПГ и снижение добычи пластового газа.

С 1999 г. в процессе разработки и эксплуатации МНГКМ естественное пластовое давление на месторождении снижалось. Обеспечение перепада давлений, необходимого для охлаждения газа и подготовки его к транспорту, становилось все более трудной технологической задачей. Для дальнейшей эффективной работы требовалась комплексная модернизация.

В рамках этой работы на Мыльджинском месторождении были введены в строй новые современные высокотехнологичные объекты. В 2007 г. заработала первая очередь дожимной компрессорной станции, состоящая из двух газоперекачивающих агрегатов, а в 2013 г. к ним добавился еще один агрегат. Введены в строй несколько теплообменников, вторая колонна отдувки метанола. В 2014 году для обеспечения полной загрузки УКПГиК в условиях падения пластового давления на Мыльджинском месторождении, введен в эксплуатацию газопровод от южной группы месторождений, позволяющий транспортировать на подготовку растущий объем попутного нефтяного газа от СОНМ и КНГКМ.

Осенью 2015 г. запущены блочная компрессорная станция низконапорных газов и два турбодетандерных агрегата компрессорного типа, установленные на МПГ–2 и МПГ–3.

На сегодняшний день модернизация установки комплексной подготовки газа и конденсата продолжается. Ждет своей очереди МПГ–1, на котором будет установлен третий турбодетандерный агрегат. В следующем году начнется строительство двух газоперекачивающих агрегатов второй очереди дожимной компрессорной станции.

«Газпром трансгаз Томск» так же не стоял на месте. Магистральный газопровод «Нижневартовск–Парабель–Кузбасс», в который поставляется товарный газ с Мыльджинского месторождения, регулярно модернизировался (ремонт газопровода, компрессорных станций перекачки газа), что привело к изменению технических условий транспорта газа, а именно выросло давление на входе в магистральный газопровод, и как следствие, увеличилось давление в низкотемпературных сепараторах.

До 2015 г. утилизация низконапорных газов на УКПГ осуществлялась струйными эжекторами.

Регулирование расхода активного газа, поступающего на ЭЖ–1 и ЭЖ–2, проектом не предусматривается, т.к. выбранная конструкция проточной части эжекторов обеспечивает их эксплуатацию на одном фиксированном, расчетном расходе активного газа. Проектом предусмотрено, что перепад давлений (между сепараторами С–2 и С–3), необходимый для работы эжектора должен быть больше 2,5 МПа.

Падение пластового давления в результате разработки месторождения и изменение технических условий транспорта газа привело к снижению перепада давлений, указанного выше. В результате снизилась производительность эжекторов, подсос низконапорных газов активным потоком в эжекторе ухудшился.

Основываясь на технологических данных, расход на каждом из трех модулей снизился с XX тыс.м³/ч до XX тыс.м³/ч.

Имея целый ряд достоинств, указанных в разделе 1.2, эжекторная технология компримирования на данный момент разработки месторождения является не эффективной и приводит к вынужденному сжиганию значительной части низконапорного газа, снижая экономические показатели работы УКПГиК и ухудшая экологическую обстановку в районе работ.

В 2015 г. на смену эжекторам пришла блочная компрессорная станция, на которой компримирование ННГ осуществляется с помощью поршневых компрессоров.

Выбор в пользу поршневых компрессоров был сделан в виду экономических и технологических причин. К числу основных преимуществ поршневых КУ относятся их низкая стоимость, несложная технология производства, высокий уровень ремонтпригодности. Они обеспечивают большую степень сжатия газов (с XX до XX МПа, что составляет 3,6), чем вихревые КУ, имеют КПД около 40 % и обладают необходимой в рамках УКПГ производительностью (до 200 м³/мин).

Стоит отметить и недостатки, присущие поршневым КУ. Это частое техническое обслуживание, высокий уровень шума и вибрации в процессе работы, а также необходимость сооружения фундамента при строительстве и как следствие, больший срок строительно–монтажных работ.

Реализовать технологию компримирования и транспорта ННГ по продуктопроводу, представленную в главе 2, на МНГКМ в условиях слаборазвитой транспортной инфраструктуры западной Сибири проблематично. Проблема заключается в том, что конденсат, получаемый на УДСК месторождения, транспортируется по нефтесборной транспортной системе в резервуарный парк Л... месторождения.

Теперь проведем сравнение работы эжектора и блочной компрессорной станции.

Если в 2015 году эжектора на трех модулях подготовки позволяли утилизировать от XX до XX тыс.м³/ч (от XX до XX тыс.м³/сут), то в настоящий момент времени утилизация ННГ с помощью эжекторов была бы не возможна, так как перепад давлений между сепараторами второй и третьей ступени снизился до XX МПа. В период с начала 2015 года и до настоящего времени объем сжигаемых ННГ увеличился бы с XX тыс.м³/г до XX тыс.м³/г, что составляет 3,1% годовой добычи.

Нормы выброса парниковых газов при этом на МНГКМ не нарушаются, но влияние на окружающую среду существенно возрастает, не говоря уже об экономических потерях, что в «эпоху ресурсосбережения» не целесообразно.

В условиях продолжающегося падения пластовых давлений необходимость модернизации технологии утилизации низконапорных газов не вызывает сомнений.

Внедренная БКС ННГ в непрерывном режиме работы обеспечивает утилизацию в среднем 11 тыс.м³/ч, что увеличивает выход товарного газа на 264 тыс.м³ в сутки. Возвращая данный объем в подготовку, удалось повысить использование газа на Мыльджинском месторождении до 99 %.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Степуре Максиму Олеговичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» при повышении эффективности использования низконапорного газа на УКПГиК МНГКМ».

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	– Цена реализации; – Капитальные вложения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Затраты на приобретение оборудования и СМР Число календарных дней в году – 365;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации. Налог на прибыль – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции утилизации низконапорных газов на Мыльджинском месторождении
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет показателей экономической эффективности реализации проекта.
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям: 1. цены на газ; 2. изменению количества низконапорных газов; 3. изменению налога на прибыль.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Исходные данные 2. Показатели экономической эффективности мероприятия 3. Расчёт экономических показателей при изменении цены на газ 4. Расчёт экономических показателей при изменении дополнительной добычи 5. Расчёт экономических показателей при изменении налога на прибыль 6. Зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Степура Максим Олегович		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

ОАО «Востокгазпром» – дочернее предприятие ПАО «Газпром», добывающим активом которой является ОАО «Томскгазпром». Доля ПАО «Газпром» в акционерном капитале ОАО «Востокгазпром» составляет 99,98 процента [4].

ОАО «Томскгазпром» первой в Томской области приступила к добыче природного газа, положив начало новой для региона газодобывающей отрасли [4].

Газ, добываемый на месторождениях компании, поставляется потребителям СФО и имеет немалое значение для обеспечения их энергетической безопасности. Предприятие год от года увеличивает объемы добычи и входит в число самых крупных, прибыльных и рентабельных компаний Сибири.

В 2016 году валовая добыча газа составила 3 507,98 млн м³, что превышает план на 2%, жидких углеводородов (нестабильного конденсата и нефти) добыто около 1413,99 тыс. тонн, что на 3,4% больше запланированного объема [4].

Объектом исследования является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение, в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата, блочная компрессорная станция низконапорных газов (БКС ННГ).

При горении факела в атмосферу выбрасывается парниковые газы (в том числе и метан). Они создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Ресурсосберегающая политика является важным направлением повышения эффективности производства. Правительство РФ на законодательном уровне предпринимаем всевозможные шаги с целью повышения эффективности производства и энергосбережения.

Принято решение установить целевой показатель сжигания и выброса парниковых газов на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% объема добытого газа. За несоблюдение норм предусматриваются штрафные санкции. Например, размер платы за выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании газа путем применения повышающих коэффициентов составил: в 2013 г. – 12 раз, с 2014 г. – 25 раз.

7.1 Расчет экономической эффективности внедрения БКС ННГ на Мыльджинском месторождении

С целью соблюдения федерального закона № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» от 27 июля 2006 г. [31] и защиты коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром», все данные, касающиеся расчета экономической эффективности, использованные в данной работе, изменены путем введения коэффициентов, на которые умножаются либо делятся фактические данные, часть расчетных данных удалена.

Исходные данные необходимые для расчета были взяты из годовых отчетов планового отдела, за 2016 год (таблица 7.1).

Блочная компрессорная станция, предлагаемая к внедрению в технологический процесс, позволит использовать низконапорный газ, направляемый на сжигание, путем его компримирования и дальнейшей его подготовки на УКПГ.

Для обоснования эффективности внедрения БКС ННГ проведём расчет потока денежных средств (ПДН) и чистой текущей стоимости проекта (ЧТС) на ближайшие 5 лет.

Таблица 7.1 – Исходные данные

Таблица удалена с целью с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

В непрерывном режиме работы БКС ННГ обеспечивает утилизацию в среднем 11 тыс.м³/сут, что увеличивает выход товарного газа на 264 тыс.м³ в сутки и приведёт к увеличению объема подготовки газа, которое можно определить по формуле

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T, \quad (7.1)$$

где Δq – среднесуточный прирост газа, тыс. м³/сут;

T – время работы БКС в течение года, сут.

$$\Delta Q = 264 * 365 = 96360 \text{ тыс.м}^3/\text{год.}$$

Прирост выручки от реализации за t -й год определим по формуле

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (7.2)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи газа в t -м году, тыс.м³;

C_n – цена одной тыс.м³, руб.

$$\Delta B_1 = 96360 * XX = XX \text{ тыс.руб} = XX \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta B_1 = \Delta B_2 = \Delta B_3 = \Delta B_4 = \Delta B_5 = XX \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство БКС включают в себя стоимость оборудования, стоимость проектных работ и их экспертиза, стоимость строительно–монтажных работ, стоимость транспортных расходов и прочих затрат.

$$KB = XX + XX + XX + XX + XX = XX \text{ млн.руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на ремонт и обслуживание оборудования (ТР и ТО), затрат на электроэнергию и условно–переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}} + Z_{\text{эн}}, \quad (7.3)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно–переменные затраты на дополнительную добычу газа в t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на ремонт и обслуживание оборудования, руб.;

$Z_{\text{эн}}$ – затраты на электроэнергию, связанные с работой БКС.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (7.4)$$

где C – себестоимость добычи газа, руб./1000 м³;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 96360 * XX * XX = XX \text{ руб} = XX \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = \Delta Z_{\text{доп } 2} = \Delta Z_{\text{доп } 3} = \Delta Z_{\text{доп } 4} = \Delta Z_{\text{доп } 5} = XX \text{ млн.руб.}$$

Затраты на ремонт и обслуживание принимаем в размере XX % от стоимости оборудования на вновь введенном в эксплуатацию объекте

$$Z_{\text{мер}} = XX * XX = XX \text{ млн.руб.} \quad (7.5)$$

При цене электроэнергии XX руб/кВт затраты на электроэнергию, учитывая непрерывный режим работы БКС, получаем

$$Z_{\text{эн}} = XX * 24 * 365 * XX = XX \text{ млн.руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей газа за t -й год составят

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}} + Z_{\text{эн}} = XX + XX + XX = XX \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_2 = \Delta Z_3 = \Delta Z_4 = \Delta Z_5 = XX \text{ млн.руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (7.6)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = XX - XX = 302,102 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 4} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 5} = 302,102 \text{ млн.руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (7.7)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (принята равной 20%).

$$\Delta H_{\text{пр}1} = 302,102 * 0,2 = 60,420 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}1} = \Delta H_{\text{пр}2} = \Delta H_{\text{пр}3} = \Delta H_{\text{пр}4} = \Delta H_{\text{пр}5} = 60,420 \text{ млн.руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле

$$\Delta ДП_t = \Delta В_t - \Delta З_t - \Delta H_{\text{пр} t} = \Delta П_{\text{н/обл} t} - \Delta H_{\text{пр} t}. \quad (7.8)$$

$$\Delta ДП_1 = 302,102 - 60,42 = 241,682 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta ДП_1 = \Delta ДП_2 = \Delta ДП_3 = \Delta ДП_4 = \Delta ДП_5 = 241,682 \text{ млн.руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями по формуле

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t. \quad (7.9)$$

$$ПДН_1 = 241,682 - 291,6 = -49,918 \text{ млн.руб.}$$

$$ПДН_2 = 241,682 - 49,918 = 191,764 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство БКС окупаются на второй год, поэтому

$$ПДН_3 = ПДН_4 = ПДН_5 = 241,682 \text{ млн.руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$НПДН_t = ПДН_t, \quad (7.10)$$

$$НПДН_1 = ПДН_1 = -49,918 \text{ млн.руб.}$$

$$НПДН_{1-2} = ПДН_1 + ПДН_2 = -49,918 + 191,764 = 141,846 \text{ млн.руб.}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-3} &= ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 = -49,918 + 191,764 + 241,682 = \\ &= 383,528 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-4} &= ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 + ПДН_4 = -49,918 + 191,764 + 241,682 + \\ &+ 241,682 = 625,210 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-5} &= ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 + ПДН_4 + ПДН_5 = -49,918 + 191,764 + \\ &241,682 + 241,682 + 241,682 = 866,892 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяем по формуле

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t / (1 + i)^t, \quad (7.11)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = -49,918 / (1+0,1)^1 = -45,380 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = 191,764 / (1+0,1)^2 = 158,483 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = 241,682 / (1+0,1)^3 = 181,579 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{ДПДН}_4 = 241,682 / (1+0,1)^4 = 165,072 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{ДПДН}_5 = 241,682 / (1+0,1)^5 = 150,065 \text{ млн.руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле

$$\text{ЧТС}_t = \text{ДПДН}_t, \quad (7.12)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = -45,380 \text{ млн.руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = -45,380 + 158,483 = 113,103 \text{ млн.руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_3 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = -45,380 + 158,483 + \\ &+ 181,579 = 294,682 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_4 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 + \text{ДПДН}_4 = -45,380 + 158,483 + \\ &+ 181,579 + 165,072 = 459,754 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_5 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 + \text{ДПДН}_4 + \text{ДПДН}_5 = -45,380 + \\ &+ 158,483 + 181,579 + 165,072 + 150,065 = 609,819 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия (внедрение БКС для утилизации низконапорных газов) представляем в виде таблицы 7.2.

Таблица 7.2 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Таблица удалена с целью с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

7.2 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводим анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбираем интервал наиболее вероятного диапазона вариации факторов, таких как: цена на газ (–10%; +20%); изменение добычи (подготовки газа) (–20%; +10%); налог на прибыль (–10%; +10%).

Для каждого фактора определяем чистую текущую стоимость: ЧТС(Ц); ЧТС(З); ЧТС(Н). ЧТС определяется при каком-либо одном изменении, при этом другие параметры остаются неизменными.

Данные для построения диаграммы приведены в таблицах 7.3 – 6.5.

Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя лучевую («паукообразную») диаграмму. Если значения ЧТС при заданных изменениях параметров находятся в положительной области, проект не имеет риска (рисунок 7.1).

Таблица 7.3 – Расчёт экономических показателей при изменении цены на газ

Таблица удалена с целью с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Таблица 7.4 – Расчёт экономических показателей при изменении дополнительной добычи

Таблица удалена с целью с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

Таблица 7.5 – Расчёт экономических показателей при изменении налоговых выплат

Таблица удалена с целью с целью сохранения коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром».

На рисунке 7.1 приведена зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов на третий год эксплуатации

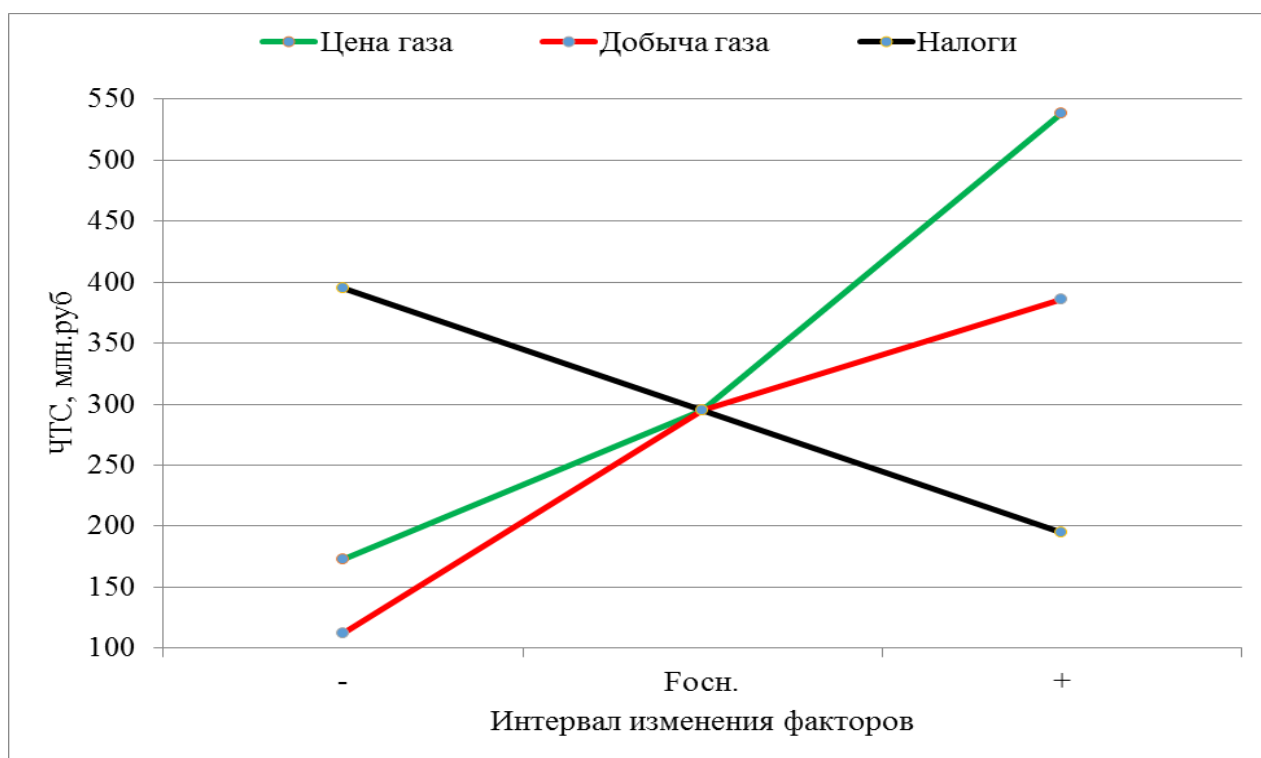


Рисунок 7.1 – Зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов на третий год эксплуатации

Анализ полученных показателей экономической эффективности мероприятия показывает, что он является экономически выгодным. Проект окупается уже во второй год, что подтверждает положительная величина ЧТС уже во второй год его эксплуатации.

Проведенный анализ чувствительности проекта к возможным изменениям (цена на газ, изменение добычи газа, изменение налога), данные по которому приведены в таблицах 7.3 – 7.5, показывает, что проект экономически устойчив к изменениям в эксплуатации и рыночных показателей.

Окупаемость проекта при самых неблагоприятных условиях, смоделированных в данной работе, наступает на третий год эксплуатации объекта.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Степуре Максиму Олеговичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования	<p>Рабочая зона – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение, в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата, блочная компрессорная станция низконапорных газов. Расположено в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо–западу от г. Томска. Климат– континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха.</p> <p>При выполнении работ на БКС ННГ могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов на БКС ННГ УКПГиК МНГКМ</p>	<p>При выполнении работ на БКС ННГ существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – повышенный уровень шума и вибрации; – отклонения показателей климата на открытом воздухе; – повышенная загазованность рабочей зоны.
<p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов на БКС ННГ УКПГиК МНГКМ</p>	<p>При выполнении работ на БКС ННГ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений.
<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>При выполнении работ на БКС ННГ УКПГиК будет оказываться негативное воздействие на:</p> <ul style="list-style-type: none"> – окружающую среду; – атмосферу воздуха; – поверхностные и подземные воды от загрязнения и истощения.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>При выполнении работ на БКС ННГ УКПГиК чрезвычайные ситуации могут возникнуть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – по причине техногенного характера; – попадания молнии.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>Конституция Российской Федерации. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О</p>

	промышленной безопасности опасных производственных объектов»
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Степура Максим Олегович		

8 Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [18].

Объектом исследования является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ), в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК), блочная компрессорная станция низконапорных газов (БКС ННГ). В административном отношении расположена в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от г. Томска. Ближайшим населенным пунктом является п. Мыльджино - в 20 км к северу.

Климат - континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. Температура воздуха в зимний период времени составляет в среднем от минус 20 до минус 25 °С, опускаясь иногда до минус 55°С, летом температура поднимается до плюс 35 °С.

В соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] УКПГиК МНГКМ относится к опасному производственному объекту. Опасность связана с используемыми в процессе производства опасными веществами, необходимостью обслуживания оборудования, находящегося под высоким давлением, при низкой и высокой температурах, необходимостью работы во взрывоопасных и пожароопасных помещениях. Режим работы объекта - непрерывный круглосуточный.

8.1 Производственная безопасность

Выполнение работ на БКС ННГ сопровождается вредными и опасными факторами согласно [20], приведенными в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Повышенная загазованность рабочей зоны.	1. Опасность поражения электрическим током; 2. Опасность механических повреждений.	ГОСТ 12.1.005–88 ГОСТ 12.1.038–82 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.007–76

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования в процессе работы, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 8.2 [17].

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- допуска персонала, имеющего специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил и квалификацию;
- безопасных приемов и методов труда;

- мер газовой и пожарной безопасности;
- по применению средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения с отработкой приемов их использования,
- к спецодежде из термостойких и антистатичных материалов и индивидуальным средствам защиты.

Таблица 8.2 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура, °С			Концентр. пределы распространения пламени, % об.		Характеристика токсичности	ПДК в воздухе рабочей зоны произв. помещений, мг/м ³
				Вспышки	Воспламенение	Самовоспламенение	Нижний	Верхний		
1	Природный газ	газ	4	- 188	–	550	3	15	Наркотическое воздействие, удушье	300
2	Нестабильный газовый конденсат	ж	4	-44	–	286	2,5	5,2	Наркотическое воздействие	300
3	Стабильный газовый конденсат	ж	4	-23	–	233	4,9	5,2	Наркотическое воздействие	300
4	Смесь пропана и бутана технических	ж	4	-74	–	450	2,0	9,1	Обморожение	300
5	Метанол	ж	3	6	13	440	7,3	36	Опьянение, потеря зрения	5

Повышенный уровень шума и вибрации

В настоящее время эксплуатация подавляющего большинства технологического оборудования неизбежно связана с возникновением шумов и вибраций различной частоты и интенсивности, оказывающих весьма неблагоприятное воздействие на организм человека.

Шум - это совокупность звуков различной частоты и интенсивности, возникающих в результате колебательного движения частиц в упругих средах (твёрдых, жидких, газообразных).

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются ГОСТ 12.1.003-2014 [21]. В соответствии с требованиями

ГОСТ громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Вибрация - это механические колебания твёрдых тел - частей аппаратов, машин, оборудования, воспринимаемое организмом человека как сотрясения. Часто вибрации сопровождаются слышимым шумом.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [22].

Нормируемые параметры вибрации – среднеквадратичные значения виброскорости в м/с или её логарифмические уровни в дБ в октавных полосах частот. Базовая частота предельного спектра для общей вибрации равна 63 Гц (95 дБ), для локальной - 125 Гц (110дБ).

В производственных условиях с целью предотвращения вредного воздействия шума и вибрации на организм человека необходимо всегда добиваться, чтобы уровни шума и вибрации не превышали допустимых значений. Снижение шума и вибрации можно достичь следующими методами:

- уменьшение шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляция источников шума и вибрации средствами звукоизоляции и звукопоглощения, виброизоляции и вибродемпфирования;
- применение средств индивидуальной защиты.

Средства защиты от шума подразделяют на две группы: вкладыши, вкладываемые в устье слухового аппарата, и наружные протившумы - наушники, шлемы, накладываемые на ушную раковину. Наиболее эффективны вкладыши «Беруши», позволяющие снижать уровень звука на различных частотах от 15 до 30 дБ.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха (температура, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность

радиационное излучения солнца, величина атмосферного давления), влияющих на тепловое состояние организма.

При нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха минус 40 °C и ниже необходима защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Постановление Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а регламентирует следующие погодные условия (если работы круглогодичные), при которых работы на открытом воздухе работодателями приостанавливаются (таблица 8.3) [23].

Таблица 8.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °C
0	-36
0–5	-35
5–10	-34
Свыше 10	-32

Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником загазованности рабочей зоны является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, образующиеся при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Также выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании.

В таблице 8.4 приведены концентрационные пределы воспламенения индивидуальных углеводородов, входящих в состав газа.

Таблица 8.4 – Концентрационные пределы воспламенения индивидуальных углеводородов, входящих в состав газа

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2,9 – 15
пропан	2,1 – 9,5
бутан	1,9 – 9,1
пентан	1,4 – 7,8
гексан	1,2 – 7,5

В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска.

В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности.

В целях предупреждения вредного воздействия углеводородных газов на здоровье человека предусмотрены защитные приспособления, осуществляется контроль воздушной среды.

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор - фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания БКС ННГ - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток	постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [24] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;

- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений

При работе на БКС ННГ обслуживающий персонал подвергается опасности получения механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- оформлять наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;
- места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- в местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м;
- рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 0,04 м, и, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- узлы, детали, приспособления и элементы технических устройств, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности ограждающих и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета;

- открытые движущиеся и вращающиеся части технических устройств ограждаются или заключаются в кожухи; такие технические устройства должны быть оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск их в работу при отсутствующем или открытом ограждении;
- снятие кожухов, ограждений, ремонт технических устройств проводится только после отключения электроэнергии, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратов, под действием силы тяжести или других факторов; на штурвалах задвижек, шиберов, вентилей должны быть вывешены плакаты "Не открывать! Работают люди", на пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат: "Не включать, работают люди".

8.2 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, подготовки и транспорта газа проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промысловой подготовки газа.

Защита окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

- загрязнение окружающей среды нефтью и конденсатом вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение окружающей среды промышленными и бытовыми отходами;

– развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Основными мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и конденсата, повышение герметичности и надежности промыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива, снижение образования токсичных продуктов сгорания.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- разработанный план действий при аварийной ситуации.

Строительство и запуск в работу БКС ННГ позволило сократить сжигание низконапорного газа, образующегося на УКПГиК в процессе подготовки газа и конденсата к транспорту.

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтегазодобычи оказывают разливы нефтепродуктов и вод с высокой минерализацией. При попадании

нефтепродуктов в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

На Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении осуществлен ряд мероприятий, способствующих снижению вредного воздействия и охране водных ресурсов:

- производится очистка промышленных стоков и дальнейшая их закачка в пласт на узле закачки очищенных стоков;
- созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Пожаровзрывоопасность

Ведение технологического процесса на УКПГ связано с осушкой природного газа, в состав которого входят углеводороды C_1-C_6 , образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Помещение блока БКС ННГ относится к взрывоопасным установкам, класс взрывоопасной зоны В-1а и рассчитано на взрывоопасную, пожароопасную рабочую среду - природный газ класса опасности 4 по [25], категории взрывоопасности ПА и группы взрывоопасной смеси Т2 по ГОСТ 51330.11-99 [26]. Категория пожарной опасности установки в соответствии с НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [27] - «А» (повышенная взрывопожароопасность).

Возможными причинами и источниками пожаров и взрывов на рабочем месте могут быть:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источников открытого огня и нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на УКПГ предусмотрена сигнализация параметров технологического режима.

Для определения до взрывных концентраций (ДВК) газовой смеси помещения оборудуются приборами контроля (сигнализаторами) до взрывных концентраций, заблокированными с аварийной вентиляцией.

Все работающие ознакомлены с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения

В целях предупреждения пожаров, взрывов на УКПГ категорически запрещается применение открытого огня. Огневые и газоопасные работы проводятся регламентировано, согласно соответствующим инструкциям.

Молниезащита, защита от статического электричества

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии на УКПГ устроена молниезащита в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-87) [28].

Для взрывоопасных и пожароопасных зданий и сооружений выполнена защита:

- от прямых ударов молнии;
- от вторичных ударов молнии;
- от заносов высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации; от статического электричества (в соответствии с РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» [29]).

Защита от прямых ударов молнии выполнена стержневыми молниеприемниками и заземлением металлической кровли зданий.

Проявление статического электричества представляет собой большую опасность как источник возникновения пожара и углеводородного природного газа, которые являются диэлектриками.

Предупреждение опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества и вторичного проявления молний, на установках обеспечиваются следующими мероприятиями, предусмотренными отраслевыми правилами и нормами техники безопасности:

- оборудование и трубопроводы, расположенные на установке и эстакаде, представляют собой на всем протяжении непрерывную цепь и присоединяются к заземляющим устройствам;
- в отдельных случаях для обеспечения непрерывности цепи, разорванной фланцевыми парами с паранитовыми прокладками, для снижения сопротивления предусмотрены тщательная зачистка не менее двух шпилек и установка медных скоб между фланцами и гайками шпилек;
- все блоки установки защищены молниеотводами зоны, действия которых перекрывают друг друга;
- все оборудование и трубопроводы установки должны быть заземлены на границах площадок не менее двух раз.

- контур заземления, предназначенный для защиты от проявлений статического электричества и одновременно от вторичных проявлений молний, должен иметь сопротивление не более 10 Ом.
- осмотр и измерение сопротивления заземляющих устройств необходимо производить не реже одного раза год в соответствии с инструкцией и графиком, утвержденными главным инженером предприятия.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00 [30].

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 [35] установлены требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов; конструировании, изготовлении, ремонте машин, механизмов, других технических устройств; разработке технологических процессов; подготовке и аттестации работников; организации производства и труда; взаимодействии Госгортехнадзора России с организациями по обеспечению безопасных условий производства и рационального использования природных ресурсов.

Кроме того, требования по охране труда установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основным из которых является Конституция Российской Федерации.

Заключение

В настоящее время в РФ в условиях сырьевой экономики все большее внимание уделяется вопросам повышения энергоэффективности предприятий. Отчасти это связано с сырьевой зависимостью экономики, которая в условиях продолжающегося последние годы кризиса, достигла «апогея», а также со стремлением государства к рациональному использованию имеющихся природных ресурсов.

Решение вопросов повышения энергоэффективности производства можно реализовать путем внедрения инновационных ресурсосберегающих технологий и оборудования.

В ходе выполнения работы был проведен анализ существующей технологии подготовки низконапорных газов с применением эжекторов. Данная технология применялась на УКПГ Мыльджинского НГКМ с самого начала его освоения и зарекомендовала себя с лучшей стороны. Применяемые на трех модулях подготовки газа газовые эжекторы в начальный период освоения месторождения обеспечивали полную утилизацию низконапорных газов, образующихся в процессе подготовки газа и конденсата на УКПГиК.

Характерным преимуществом эжекторной технологии утилизации над компрессорной является отсутствие необходимости затрат внешней энергии.

В дальнейшем при разработке месторождения произошло естественное снижение пластового давления, а также изменились технические условия транспорта газа, что привело к снижению производительности эжекторов. В результате часть низконапорных газов, не подверженных эжектированию, сжигалась на факельных установках УКПГиК, приводя к снижению показателей ресурсоэффективности.

Для повышения степени использования низконапорных газов была предложена компрессорная технология их утилизации, реализуемая с

помощью блочной компрессорной станции низконапорный газ с осени 2015 года.

После модернизации технологической схемы и запуска БКС количество утилизируемого ННГ увеличилось на 264 тыс.м³ в сутки или 96360 тыс.м³ в год. Возвращая данный объем в подготовку, удалось повысить использование газа на Мыльджинском месторождении до 99 %.

Окупаемость проекта по внедрению компрессорной установки для утилизации низконапорных газов составляет 15 месяцев.

Прибыль Общества увеличивается за счет реализации дополнительного сырья, подготовленного на УКПГиК.

Проведенный в финансовой части анализ чувствительности проекта к экономическим и эксплуатационным изменениям показал экономическую устойчивость данного проекта.

Список используемых источников

1. Президента Российской Федерации от 17.12.2009 г. № 861-рп «О Климатической доктрине Российской Федерации». Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/30311/page/1> - Загл. с экрана.
2. Администрация Президента России [Электронный ресурс] / Указ Президента РФ от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов». Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/37646> - Загл. с экрана.
3. Год экологии в Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ecoyear.ru/> - Загл. с экрана.
4. Информационный портал ОАО «Востокгазпром». Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/> - Загл. с экрана.
5. Акопова Г.С. Снижение выбросов газов выветривания на газодобывающих объектах ПАО «Газпром» / Г.С. Акопова, А.К. Арабский, Н.Ю. Круглова, Г.М. Юлкин// «Газовая промышленность». – 2014. - №7. – С. 100–102.
6. Гриценко, А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. / А.И. Гриценко, В.Л. Истомин, А.Н. Кульков и др. - М.: Недра, 1999. – 473 с.
7. Википедия. Свободная энциклопедия [Электронный ресурс] / Компримирование. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Компримирование> - Загл. с экрана.
8. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. Учеб. пособие. - 3-е изд. перерос. и доп. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. - 408 с.
9. Никонов Ю.А. Оценка методов определения характеристик газовых эжекторов для компримирования природных газов / Ю. А. Никонов, А. Ю. Бурыкин; науч. рук. Л. В. Шишмина, П. Н. Зятиков, М. В.

- Василевский // Проблемы геологии и освоения недр. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015. - Т. 2. - С. 97–98.
10. Тулина Н.Л. Утилизация газов выветривания и дегазации на установке комплексной подготовки газа / Н. Л. Тулина, С. Б. Лучинин; науч. рук. Н.В. Ушева, Д.А. Полтавский // Проблемы геологии и освоения недр. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016. - Т. 2. - С. 563-566.
 11. Статьи и заметки инженера нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ. Режим доступа: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-08/>- Загл. с экрана.
 12. Инжиниринговая компания ООО «Интех ГмбХ» [Электронный ресурс] / Классификация компрессоров. Режим доступа: http://www.intech-gmbh.ru/compressors_classification.php#by_oper_principle_dynamic - Загл. с экрана.
 13. Пакет геологической и геофизической информации по Мыльджинскому газоконденсатному месторождению. Дополнение к проекту разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Тандем», 2011. – 358 с.
 14. Файловый архив студентов [Электронный ресурс] / Рабочий процесс эжектора. Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/1966500/page:2/> - Загл. с экрана.
 15. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. - М.: Химия, КолосС, 2004. - 456 с.
 16. СТО Газпром 089 – 2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: 2010. - 15 с.
 17. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». 2016. – 567 с.
 18. Крепша Н.В. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной

- квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов. - Томск: Изд-во ТПУ, 2014. - 53 с.
19. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
 20. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением №1). - М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
 21. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. - М.: Стандартиформ, 2015. – 27 с.
 22. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - М.: Стандартиформ, 2008. – 26 с.
 23. Официальный интернет-сайт муниципалитета г. Томска. [Электронный ресурс] / Постановления Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а. Режим доступа: <http://www.admin.tomsk.ru/docbase/regiondoc.nsf/url/AP201129> - Загл. с экрана.
 24. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. - М.: Стандартиформ, 2014. – 24 с.
 25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.). - М.: Стандартиформ, 2007. - 7 с.
 26. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. - М.: Стандартиформ, 2003. - 9 с.
 27. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. - М.: ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. - 24 с.
 28. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М.: ГОСЭНЕРГОНАДЗОР, 1995. - 46 с.

29. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. - М., 1979. – 19 с.
30. РД 04-355-00. Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах. - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2010. - 12 с.
31. Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» (последняя редакция).
32. Установка утилизации газов выветривания: Патент РФ № 2515242; заявл. 20.11.2012; опубл. 10.05.2014. Ишков А.Г., Арно О.Б., Арабский А.К. и др.
33. Информационный портал ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] / Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2015 год. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/47/833239/gazprom-ecology-report-2015-ru.pdf> - Загл. с экрана.
34. Федеральный закон РФ от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (последняя редакция).
35. ПБ 08-624-03. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: ПИО ОБТ, 2003. - 167 с.