

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции» УДК 622.691.5-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Сидельников А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ 20.04.2016 г. Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Сидельникову Александру Владимировичу

Тема работы:

«Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3076/с от 30.04.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Исследовать особенности эксплуатации технологических объектов дожимной компрессорной станции. Исследовать работу газоперекачивающих агрегатов центробежного () и поршневого () типов, предназначенных для компримирования и транспорта попутного нефтяного газа.

Технические характеристики ГПА:

1. Для центробежного однофазного компрессора

Потребляемая мощность..... кВт.
 Скорость вращения ротора..... мин⁻¹
 Политропный КПД %

	Объемная производительность..... м³/мин 2. Для поршневого интегрированного мотор-компрессора.....: Потребляемая мощность..... кВт. Скорость вращения ротора..... мин⁻¹ Политропный КПД % Объемная производительность..... м³/мин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Анализировать особенности технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции с заменой газоперекачивающих агрегатов, по причине морального старения и физического износа, для увеличения ресурсоэффективности оборудования.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Комплект чертежей
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2016 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		15.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Сидельников А.В.		15.01.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Сидельникову Александру Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

1. Стоимость ресурсов для выполнения работ по замене газоперекачивающих агрегатов	Материально-технические ресурсы: газоперекачивающий агрегат с центробежным одновальным компрессором, строительно-монтажные работы, дополнительные расходы (оплата труда рабочих)
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно п. 3 п.п. 16 ст. 149 НК РФ работы по разработке, написанию, отладке и внедрению нового алгоритма подлежат налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив замены газоперекачивающих агрегатов	Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.
--	---

Перечень графического материала

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Матрица SWOT
3. Расчет капитальных вложений по двум вариантам установки емкостей
4. Расчет эксплуатационных затрат по двум вариантам установки емкостей.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.05.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Сидельников А.В.		25.05.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Сидельникову Александру Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: – вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

	3. <i>Охрана окружающей среды:</i> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> – перечень возможных ЧС на объекте; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. <i>Правовые вопросы обеспечения безопасности:</i> – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет систем пожаротушения, газоанализации и молниезащиты.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Сидельников А.В.		15.01.2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.12.2015	<i>Введение</i>	10
29.12.2015	<i>Обзор литературы</i>	10
10.02.2016	<i>Технические характеристики и методы исследования</i>	8
18.02.2016	<i>Сведения о дожимной компрессорной станции</i>	10
01.03.2016	<i>Выбор технологического оборудования при перевооружении дожимной компрессорной станции</i>	10
01.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
03.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	8
25.05.2016	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		15.11.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		15.11.2015

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Автоматизация: Саморегуляция технологических процессов, с целью либо полного освобождения человека от участия в данных процессах, либо существенного уменьшения степени участия человека в данных процессах.

Газоперекачивающий агрегат: Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Компрессорная станция: Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Компрессорный цех: Сооружение, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газа, включающее группу ГПА, технологические системы очистки, осушки и подогрева (охлаждения) газа.

Надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

Производительность компрессора: Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени.

Переооружение: Преобразование объекта, связанное с совершенствованием производства и повышением его технических характеристик.

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	1	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

Транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт потребления.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
c	скорость, м/с	u	окружная скорость, рад/с
D	диаметр, м	V	объем, м ³
DN	номинальный диаметр	W	относительная скорость
ε	степень сжатия	Z	коэффициент сжимаемости
G	массовая производительность, кг/с	α	угол, под которым поток газа набегает на лопатку
I	сила тока, А	η	коэффициент полезного действия, %
k	показатель адиабаты	ρ	плотность, кг/м ³
m	количество нагнетателей, шт	M	Момент, Н·м
N	мощность, Вт	U	напряжение, В
n	частота вращения, об/мин	T, t	температура, К (°C);
P	давление, Па	R	газовая постоянная, Дж/моль·К
Q	объемная производительность, м ³ /с	ω _к	Фактическая скорость в контактных трубках, м/с
R	газовая постоянная, Дж/моль·К	ω ₀	Фактическая скорость газа в свободном сечении, м/с
ρ _{ст}	Стандартная плотность газа, кг/м ³	M _п	Металлозатраты, т

Сокращения:

АВО – аппараты воздушного охлаждения;

АО – аварийный останов;

АПК – антипомпажный клапан;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРС – газораспределительная станция;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

КС – компрессорная станция;
 КЦ – компрессорный цех;
 МГ – магистральный газопровод;
 ПТЭ – правила техники эксплуатации;
 САУ – система автоматического управления;
 СВД – сепаратор высокого давления;
 РГ – расходомер газа;
 БТПГ – блок топливного и пускового газа;
 ТГ – топливный газ;
 СНД – сепаратор низкого давления;
 РТГ – расходомер топливного газа;
 ПТГ – подогреватель топливного газа.

Нормативные ссылки:

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

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

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

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.

ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.

ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1). Установки газотурбинные. Термины и определения.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность и эксплуатационная технологичность и безопасность.

ГОСТ Р ИСО 11042-2001. Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 10–115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.

РД 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ-99.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 27.12.2002 г. №184-ФЗ. «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

Реферат

Выпускная квалификационная работа 74 с., 12 рис., 14 табл., 73 источников.

Ключевые слова: разработка, месторождение, газ, компрессор, газоперекачивающий агрегат, масляный пылеуловитель.

Объект исследования. Дожимная компрессорная станция.

Цель работы. Анализ особенностей технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции с заменой газоперекачивающих агрегатов, по причине морального старения и физического износа, для увеличения ресурсоэффективности оборудования.

Результаты исследования. Произведен сравнительный анализ однофазного центробежного и поршневого интегрированного компрессоров, по основным рабочим характеристикам: коэффициент сжимаемости, объемный расход, политропный КПД.

Область применения. Нефтеперекачивающие станции.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Обоснование выбора газоперекачивающего агрегата поршневого интегрированного типа, для обеспечения широкого диапазона регулирования производительности и устойчивости режимов работы при изменении параметров перекачиваемого газа на входе (температура, давление, состав).

Экономическая эффективность/значимость работы. Расчет экономических затрат на установку новых газоперекачивающих агрегатов в условиях крайнего севера.

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	7	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

ABSTRACT

Final qualifying work: 74 pages, 12 figures, 14 tables, 73 sources.

Key words: extraction, development , gas, compressor, gas-compressor plant, dirt collector.

The object of the study. Boosting compressor station.

The purpose of the work – The analysis features of technologies operation in booster compressor station with gas-distributing units replacement, because of an obsolescence and depreciation, for increase efficiency factor of the equipment.

Results of research. The comparative analysis of single-shaft and multishaft centrifugal compressors, on the main work characteristics is made: compressibility coefficient, volume expense, polytropic efficiency.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: Justification of the choice the gas-distributing unit the piston integrated type, for ensuring wide range of regulation of productivity and stability operating modes at change parameters of the pumped-over gas on an entrance (temperature, pressure, structure).

Economic efficiency / importance of work: Calculation of economic costs for installation of new gas-distributing aggregates in the conditions of Far North.

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16				
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16	Abstract	Литера	Лист	Листов
Консульт.						ДР	8	74
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	1
Введение	12
1. Обзор литературы	13
2. Сведения о рассматриваемой модели ДКС	16
2.1. Характеристика параметров работы ДКС	
2.2. Общие сведения о составе современных ДКС	
3. Общие сведения об оборудовании и системах на ДКС	21
3.1 Принцип работы масляных пылеуловителей	21
3.1.1 Эксплуатация масляных пылеуловителей	23
3.2 Устройство и принцип действия АВО	25
3.3 Система импульсного, топливного и пускового газа, а также газа собственных нужд	28
3.3.1 Назначение и схема системы пускового и топливного газа	29
3.3.2 Назначение и элементы системы импульсного газа	31
3.3.3 Элементы системы газа собственных нужд	33
4. Расчетно-технологическая часть	34
4.1 Выбор газоперекачивающего агрегата для дожимной компрессорной станции	34
4.2 Расчет показателей нагнетателей	40
5. Социальная ответственность при эксплуатации дожимной компрессорной станции	45
5.1 Исходные данные	46
5.2 Автоматическое пожаротушение, пожарная сигнализация и пожарообнаружение	47
5.2.1 Общие данные	47
5.2.2 Технические решения по автоматизации пожаротушения	48
5.2.3 Технические решения по системе хранения и выпуска огнегасящего порошка	49
5.3 Автоматическая газовая сигнализация	50
5.3.1 Общие данные	50
5.3.2 Обоснование применения проектных решений и оборудования по системе газоанализации	51
5.4 Молниезащита	52
5.4.1 Расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода	53

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	9	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
6.1 Анализ перспективности исследования	58
6.1.1 SWOT-анализ	58
6.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации	60
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	62
6.3 Расчёт материальных затрат на реализацию научно-технического исследования	64
Заключение	68
Список использованных источников	69

					Оглавление	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		10

Введение

Актуальность работы. Газовые промыслы представляют собой сложнейшие геолого-технологические системы, состоящие из подземной части, объектов добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья. Для обеспечения требуемого объема перекачки газообразных углеводородов на территории промысла или по межпромысловым участкам используют различные дожимные компрессорных станции, которые являются сложными технологическими объектами [1].

Очень часто, по расположению в пространстве, ДКС входят в состав установок комплексной подготовки газа и являются одним из концевых элементов всей системы подготовки и транспорта.

Необходимо отметить, что работа КС может осуществляться при помощи электросистемы (электроприводные компрессорные установки) и при помощи потенциальной энергии сжигаемого газа, добываемого на месторождении. Последнее реализуется при помощи газотурбинных приводов КС, что позволяет использовать собственный добываемый ресурс, получать альтернативные источник энергии и решать проблему, связанную с утилизацией попутного нефтяного газа на промыслах.

В настоящее время происходит реконструкция многих промышленных объектов нефтедобывающей отрасли. Старое оборудование заменяется по причине морального старения и физического износа. Поэтому проводимая работа и изучение эксплуатации дожимной компрессорной станции является актуальной. Решение данной задачи

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	11	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

напрямую влияет на объем добываемого попутного нефтяного газа [5].

Объект исследования. Дожимная компрессорная станция для компримирования попутного нефтяного газа.

Предмет исследования. Обеспечение транспорта попутного нефтяного газа.

Цель работы. Анализ особенностей технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции с заменой газоперекачивающих агрегатов, по причине морального старения и физического износа, для увеличения ресурсоэффективности оборудования.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- расчет гидродинамических показателей газоперекачивающих агрегатов;
- сравнение показателей газоперекачивающих агрегатов;
- расчет технических показателей масляных пылеуловителей;
- расчет количества используемых масляных пылеуловителей;
- анализ экономических затрат для установки оборудования;
- анализ организации условий и охраны труда рабочих и служащих.

					Введение	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Обзор литературы

Выбор типа ГПА напрямую зависит от назначения компрессорной станции, её типа, необходимой степени сжатия и производственного расхода [11].

Компрессорные станции газопроводов классифицируются по:

- назначению;
- типу установленных компрессорных машин;
- типу привода газоперекачивающего аппарата.

По назначению компрессорные станции магистральных газопроводов бывают головные, линейные и дожимные.

Головная и линейная КС магистрального газопровода предназначены для компенсации потерь давления, имеющих место при транспортировке газа от мест добычи до мест потребления. Кроме того, на КС осуществляются доочистка газа от механических примесей и капельной влаги, его охлаждение, а также измерение (при необходимости) его расхода (на входящих в состав этих КС газоизмерительных станциях).

Головная КС размещается непосредственно возле газового месторождения. На нее поступает товарный газ, уже прошедший через промысловую установку комплексной подготовки, где осуществляются его очистка от мехпримесей и капельной влаги, осушка, очистка от углекислого газа и сероводорода, извлечение гелия. Характерной особенностью головной КС является высокая степень сжатия газа, под которой понимают отношение давления его нагнетания к давлению всасывания станции [10].

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	13	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

Дожимные КС (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа. Они служат для его закачки из магистрального газопровода в пласт, а также для отбора газа из пласта (в периоды дефицита) с целью закачки в магистральный газопровод или непосредственной подачи потребителям. Отличительной особенностью ДКС является высокая степень сжатия — от 2 до 4 [3].

По типу установленных компрессорных машин различают поршневые и центробежные КС. В первом случае на них установлены поршневые компрессоры, а во втором — центробежные нагнетатели.

Поршневые компрессоры используются для перекачки газа на дожимных компрессорных станциях. Поршневые компрессоры старого типа очень громоздки и крупногабаритны, по причине этого их редко используют на производстве, но современные поршневые интегрированные мотор-компрессоры оснащены современной системой автоматизации и имеют широкий диапазон регулирования производительности [6].

Головные и линейные КС МГ оснащают центробежными нагнетателями. Они бывают полнонапорными и неполнонапорными. В первом случае каждый газоперекачивающий агрегат (ГПА) обеспечивает компримирование газа от давления $P_{ВХ}$ до $P_{НАГ}$, а во втором — для достижения требуемой степени сжатия необходимо последовательное включение двух и более агрегатов[4].

По типу привода газоперекачивающего агрегата различают КС с газотурбинным и электрическим приводом. В настоящее время первый тип привода имеют более 88% ГПА, а второй — около 12%.

Развитие изучения ГПА заложено рядом выдающихся ученых (Бармин С.Ф., Васильев П.Д., Казаченко А.Н, Никишин В.И., и др. [14-23] из отраслевых НИИ, НПО и ВУЗов – ВНИИГАЗ, ВНИИЭ, НИПТИЭМ,

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

НИПОМ, НИУ «МЭИ», НМСУ «Горный» (СПб), ЛГТУ, МАМИ, РГУНГ им. И.М. Губкина, УрФУ и других) и характеризуется многолетней практикой совершенствования аппаратной базы.

Согласно исследованиям [9], чтобы сэкономить тонну условного топлива (даже без учета экологической нагрузки) выходит в несколько раз дешевле, чем добыть. В настоящий момент принят ряд нормативных документов, один из которых «Концепция по энергоэффективности транспорта газа» [12], которые регламентируют максимально эффективное использование природных ресурсов (углеводородов) и максимально эффективное применение современных технологий для осуществления транспортировки от мест добычи до потребителя.

Быстрый рост энергетических потребностей и необходимость замены и реконструкции современных электростанций, а также развитие газотурбостроения привели к массовому применению парогазовых и газотурбинных электростанций. Для обеспечения требуемых параметров в камере сгорания современной ГТУ возникла необходимость строительства мощных дожимных компрессорных станций, что явилось перспективой для применения центробежных компрессоров [2].

С другой стороны, новые экологические законы требуют утилизации попутного нефтяного газа, факельных газов, сбрасываемых с различных технологических циклов. По данной причине, использование поршневых компрессоров, работающих на газе, становится вновь актуальным [6].

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2 Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции

2.1 Характеристика параметров работы дожимной компрессорной станции

Рассмотренная модель компрессорной станции предназначена для компримирования попутного нефтяного газа. Режим работы оборудования – постоянный/периодический – зависит от режима общего технологического цикла нефтепромысла. Проектируемый объект располагается в районе Крайнего Севера.

Компрессорное оборудование расположено в общем здании ДКС, размером 12 х 27 м. Аппараты воздушного охлаждения располагаются на площадке около здания. Здание легкосборное из сэндвич-панелей, имеет единое помещение, которое по взрывопожароопасности относится к категории «А», соответственно всё электрооборудование, располагаемое в здании, имеет взрывозащищенное исполнение. В архитектурных решениях по зданию предусмотрено остекление, выполняющее функции вышибных конструкций (согласно требованиям СНИП и ПБ). Проектом предусмотрена пристройка к зданию для размещения вентиляционного и отопительного оборудования и контроллеров инженерных систем.

Проектом предусматриваются следующие инженерные системы в здании ДКС [25]:

- вентиляции и отопления;
- электроосвещения и электроснабжения (для технологического оборудования);

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Сидельников			Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции		Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева					ДР	16	74
Консульт.							Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко							

– пожаробнаружения, пожаротушения и газовой сигнализации.

Компрессорные установки располагаются на отдельных фундаментах, изолированных от общего пола, и фундаментов опорных колонн здания.

Постоянное пребывание обслуживающего персонала в здании не предусмотрено, всё оборудование работает полностью в автоматическом режиме.

Системы управления компрессоров обеспечивают трансляцию параметров на верхний уровень, проектом предусмотрен дистанционный аварийный останов оборудования, автоматический останов по сигналу систем газопожаробнаружения.

Для проведения регламентных и ремонтных работ в здании ДКС предусмотрены площадки обслуживания и ручная таль грузоподъемностью 2 т.

На рассматриваемой модели производится перевооружение дожимной компрессорной станции посредством замены газоперекачивающих агрегатов с целью повышения ресурсоэффективности оборудования. Заменить предполагается три компрессора максимальной производительностью 17000 м³/час. Давление всасывания колеблется от 0.15 до 0.22 Мпа. Компонентный состав газа представлен в таблице 1 [5].

Таблица 1 – Состав газа

					I ступень	II ступень
Молярный вес					19,948	40,064
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³					0,832	1,689
Компонентный состав газа, % объемн.	H ₂ S				до 0,0001	До 0,0002
	O ₂				—	—
	N ₂				2,316	0,514
	CO ₂				0,428	0,413
	C ₁				81,256	27,860
	C ₂				9,656	17,102
	C ₃				4,419	23,950
					Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 1					
	I-C ₄	0,543	5,775		
	N-C ₄	1,010	14,210		
	I-C ₅	0,193	4,219		
	N-C ₅	0,158	3,959		
	C _{6+выше}	0,021	1,998		
В настоящий момент в эксплуатации на рассматриваемой модели находятся компрессоры одновального типа К-380-103-1, наработка которых составляет более 20 лет и в которых отмечено коррозионное изнашивание. К основным требованиям, определяющим техническое совершенство нового оборудования, относятся следующие [12]: • возможность регулирования производительности в максимально широком диапазоне; • высокая степень заводской готовности, позволяющая подключать установку к существующим заводским коммуникациям с минимальным объемом строительных работ; • высокая энергоэффективность; • устойчивость режима работы при изменении параметров перекачиваемого газа на входе (давление, температура, состав); • максимальная эксплуатационная надёжность и большой межрегламентный (межремонтный) срок службы; • работоспособность в условиях высокой коррозионной активности перекачиваемого газа; • современные системы управления высокого уровня и конструктивный дизайн.					
				Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.		Дата

2.2 Общие сведения о составе современных дожимных компрессорных станций

В общем случае в состав компрессорной станции входят следующие объекты [10]:

- узел подключения КС к магистральному трубопроводу;
- установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки;
- площадка газоперекачивающих агрегатов (ГПА с оборудованием, трубопроводами и системами, обеспечивающими их работу);
- установка охлаждения технологического газа;
- блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТПИГ);
- технологические трубопроводы и арматура.

Кроме того, на КС имеются многочисленные вспомогательные системы и сооружения:

- система электроснабжения, молниезащиты и заземления;
- система маслоснабжения;
- система водоснабжения и канализации;
- система отопления и вентиляции (в составе зданий и сооружений);
- система теплоснабжения;
- системы пожарной сигнализации, водоснабжения и автоматического пожаротушения;
- система газоснабжения (собственные нужды КС);
- система электрохимзащиты;
- система обеспечения инертными газами;
- установка воздухоснабжения ГПА (при необходимости).

Совокупность данных объектов составляет компрессорный цех – основную часть компрессорной станции, выполняющую технологические функции очистки, компримирования и охлаждения газа. На площадке КС

					Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19

их может быть несколько.

На КС имеются здания и сооружения, не задействованные непосредственно в технологическом процессе транспорта газа. К ним относятся:

- склад оборудования и арматуры;
- склад материалов и реагентов;
- склад метанола;
- ремонтно-эксплуатационный блок;
- подсобно-производственные и административные здания;
- пожарное депо;
- проходная и пр.

Обычно они размещаются за пределами площадки КС, в зоне служебно-вспомогательного производственного комплекса [25].

План компоновки оборудования компрессорной станции приведен на (рис.1).

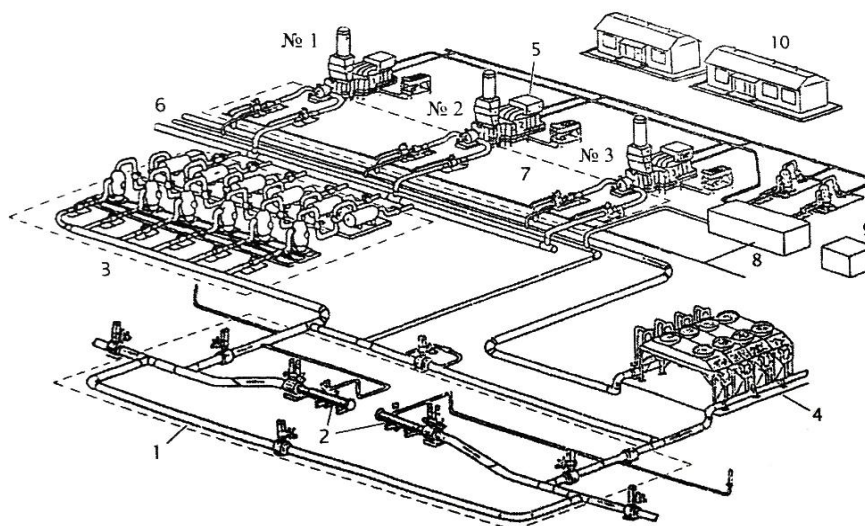


Рисунок 1 –План компоновки оборудования компрессорной станции: 1 – байпас КС; 2 – камеры приема и запуска очистных устройств; 3 – установка очистки технологического газа; 4 – установка охлаждения технологического газа; 5 – газоперекачивающий агрегат; 6 – технологические трубопроводы обвязки КС; 7 – запорная арматура технологических трубопроводов; 8 – блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа; 9 – оборудование электрохимической защиты трубопроводов обвязки КС; 10 – главный щит управления

					Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		20

3 Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях

3.1 Принцип работы масляных пылеуловителей

Масляный пылеуловитель работает по принципу «мокрого» улавливания (рис. 3) [24].

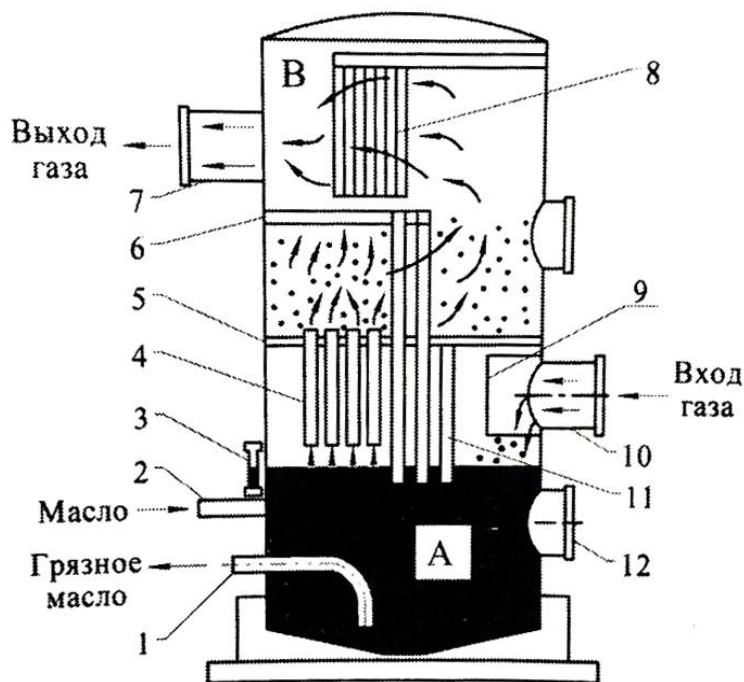


Рисунок 3 – Масляный пылеуловитель:

1 – труба для удаления загрязненного масла; 2 – труба для заполнения ПУ чистым маслом; 3 – уровнемер масла; 4 – контактные трубки; 5 – нижняя разделительная перегородка; 6 – верхняя перегородка; 7 – выходной патрубок; 8 – отбойные перегородки; 9 отбойный козырек; 10 – входной патрубок; 11 – дренажные трубки; 12 – люк-лаз

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимной компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	21	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

Он представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высокого давления, оснащенный входным 10 и выходным 7 патрубками, люк-лазом 12, уровнемером масла 3, трубой 1 для удаления загрязненного масла. Внутри цилиндрического корпуса расположены отбойный козырек 9, контактные 4 и дренажные 11 трубки, нижняя 5 и верхняя 6 разделительные перегородки, а также скрубберная насадка 8.

Функционально пылеуловитель состоит из трех секций, каждая из которых имеет свое назначение:

- *секция А (промывочная)* занимает положение от нижнего днища до нижней разделительной перегородки; в ней отделяются наиболее крупные частицы, а мелкие соединяются с маслом;
- *секция Б (осадительная)* находится между верхней и нижней разделительными перегородками; здесь газ освобождается от оставшихся частиц мехпримесей и капель масла;
- *секция В (отбойная)* занимает положение от верхней разделительной перегородки до верхнего днища; здесь газ окончательно освобождается от капельно-жидкостных частиц.

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит через патрубок 10, меняет благодаря отбивному козырьку 9 направление движения с горизонтального на вертикальное и соприкасается с поверхностью масла. Наиболее крупные механические и капельно-жидкие частицы при этом за счет сил инерции выпадают в масло. Далее газ снова меняет направление движения на горизонтальное и перемещается над поверхностью масла к контактным трубкам 4. В процессе этого движения, а также при входе в контактные трубки, находящиеся в 25-30 мм от поверхности, газ захватывает капельки масла, которые обволакивают частицы мехпримесей. При попадании газа в осадительную

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

секцию его скорость резко снижается, в результате чего частицы мехпримесей оседают на нижнюю разделительную перегородку и по дренажным трубкам 11 вместе с маслом стекают в секцию А. Завершается очистка газа в отбойной секции В, где размещена скрубберная насадка 8, состоящая из пакета волнообразных элементов. При прохождении через них газ много раз меняет направление движения, а частицы масла по инерции продолжают свое движение, ударяются в эти элементы и стекают сначала на верхнюю разделительную перегородку 6, а затем по дренажным трубкам 11 в секцию А. Очищенный газ выходит из пылеуловителя через патрубок 7. Загрязненное масло из секции А по мере необходимости удаляют через трубу 1 (за счет избыточного давления). Чистое масло доливают насосом через трубу 2, а его уровень контролируют по уровнемеру 3. Для проникновения внутрь пылеуловителя служит люк-лаз 12.

3.1.1 Эксплуатация масляных пылеуловителей

Эксплуатация пылеуловителей должна производиться в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Оперативное обслуживание пылеуловителей включает периодическое выполнение следующих операций:

- внешний осмотр оборудования и коммуникаций;
- контроль перепада давлений на аппаратах;
- контроль уровня жидкости в аппаратах очистки;
- контроль работоспособности устройств дренажа и подогрева;
- удаление из аппарата жидкости и шлама.

К обслуживанию аппаратов во время их эксплуатации допускается только аттестованный технический персонал, имеющий удостоверения на

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

право обслуживания сосудов, работающих под давлением.

Пылеуловители не должны эксплуатироваться параметрами (перепад давления, производительность), превышающими их технические характеристики.

Не допускается работа аппаратов в условиях образования льда или кристаллогидратов. В случае образования в них ледяных пробок разогрев аппаратов следует производить паром или горячей водой. Использование открытого огня запрещается.

Пылеуловитель должен отключаться от коллекторов при следующих условиях:

- повышение рабочего давления выше паспортного;
- превышение перепада давления над паспортным более чем на 0,06 МПа;
- обнаружение на элементах пылеуловителя трещин, выпучин, пропусков и потения сварных швов, а также при разрыве уплотнительных прокладок;
- возникновение пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением;
- выход из строя всех указателей уровня жидкости.

При остановке аппарата из-за повышенного перепада давления его необходимо вскрыть и тщательно очистить циклоны от механических примесей. Для этого последовательно осуществляют следующие процедуры:

- стравливают газ;
- открывают люк-лаз;
- осматривают снизу внутренние полости циклонов и выхлопные трубы;
- прочищают засоренные циклоны и выхлопные трубы с помощью

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

стальных омедненных проволочных крючков, исключающих искрообразование.

При отсутствии видимых загрязнений в полостях циклонов и выхлопных трубах необходимо осмотреть межтрубное пространство кучка циклонов. Для этого демонтируют трубопровод подвода газа. При наличии посторонних предметов их удаляют с помощью стальных проволочных крючков. Далее продувают межтрубное пространство пучка циклонов сжатым воздухом, устанавливают на место снятый трубопровод и включают аппарат в работу в установленном порядке.

Другие неисправности, возникающие в процессе эксплуатации пылеуловителей, ликвидируются в соответствии с рекомендациями таблицы 2.

Таблица 2 – Характерные неисправности аппарата и методы их устранения

Характерные испытания	Вероятная причина	Метод устранения неисправности
Выход газа в окружающую среду из-за нарушения герметичности уплотнения по фланцевым разъемам	Ослабло крепление фланцевого разъема; Повреждение прокладки; Неравномерная натяжка шпилек фланцевого разъема.	Подтянуть крепежные детали фланцевых разъемов; Установить новую прокладку; Проверить затяжку шпилек.
Выход газа в окружающую среду из-за разгерметизации корпуса аппарата	Появление трещин в сварных соединениях или в основном металле	Устранить трещины безопасным методом

3.2 Устройство и принцип действия аппаратов воздушного охлаждения газа

Аппаратом воздушного охлаждения газа называется теплообменное устройство, в котором газ, движущийся по пучкам оребренных труб, охлаждается потоком атмосферного воздуха, нагнетаемым специальными вентиляторами (рис. 4).

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

Конструктивно АВО газа состоит из следующих частей:

- несущие конструкции;
- теплообменные секции;
- вентиляторы;
- аэродинамические элементы.

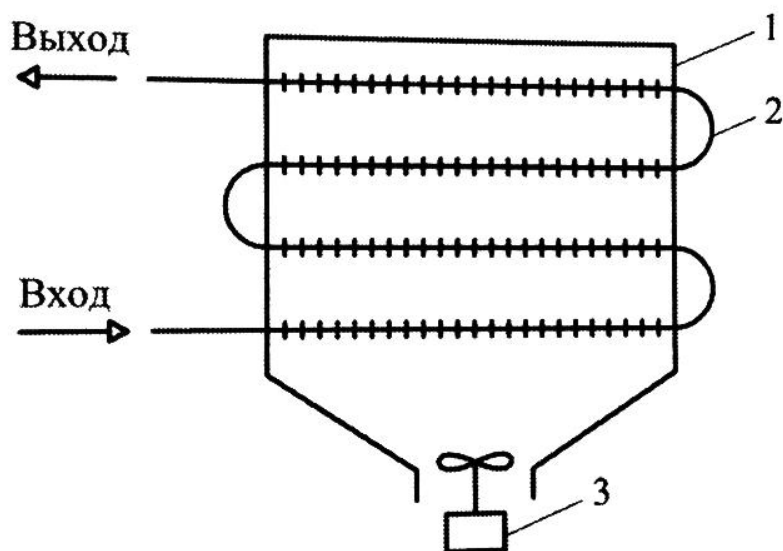


Рисунок 4 – Принципиальная схема секции АВО газа:
1 – корпус; 2 – оребренные трубы; 3 вентилятор

Несущие конструкции АВО газа изготавливаются из металла или железобетона.

Теплообменные секции представляют собой пучки оребренных труб длиной от 3 до 10 м, расположенных в коридорном или шахматном порядке по отношению к направлению движения охлаждающего воздуха. Пучки труб собираются в секции (от 2 до 6), в каждой из которых число ходов газа составляет от 1 до 8. Эти секции в АВО komponуются горизонтально или зигзагообразно (рис. 5) и соединены с входным и выходным коллекторами аппарата.

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

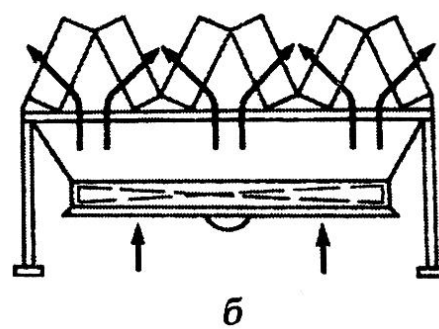
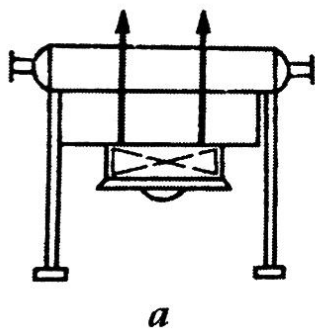


Рисунок 5 – Схемы компоновки секций в теплообменных аппаратах воздушного охлаждения: а – горизонтальная; б – вертикальная

Оребрение поверхности теплообменных труб выполняют накаткой или навивкой. Накатка используется в случае, если высота ребра относительно небольшая. В противном случае оребрение достигается навивкой алюминиевой ленты.

Степень увеличения поверхности охлаждения труб характеризуется величиной коэффициента оребрения ϕ , определяемого как отношение площади наружной поверхности по оребрению к площади поверхности гладких труб. Величина ϕ у применяемых АВО газа находится в пределах от 7,8 до 21.

Вентиляторы АВО служат для нагнетания наружного воздуха, играющего роль охлаждающего агента. Они представляют собой осевые машины с высокой производительностью и малыми напорами. Диаметр их лопастей составляет от 2 до 7 м. Чтобы предотвратить разрушение лопастей вентилятора под действием центробежных сил, окружная скорость их вращения не должна превышать 65 м/с.

Лопасты вентиляторов обычно выполняются штампованными. Они бывают поворотными и неповоротными. Использование поворотных лопастей позволяет регулировать расход воздуха, а значит регулировать температуру.

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В качестве привода вентиляторов используют электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт, которая зависит от типа аппарата. Электродвигатели, как правило, тихоходные и соединяются с валом вентилятора непосредственно муфтой или через угловой редуктор.

Аэродинамические элементы — обечайка (барабан из листового материала, открытый с торцов) и диффузор. Обечайка служит для создания направленного потока воздуха, а благодаря диффузору этот поток замедляет свое движение, что ведет к увеличению времени его контакта с трубными пучками.

Промышленность выпускает три основных типа АВО: *малопоточные* (АВМ), *горизонтальные* (АВГ) и *зигзагообразные* (АВЗ). Малопоточные аппараты имеют одну теплообменную секцию с трубами длиной 1,5-3 м и комплектуются одним-двумя вентиляторами. Горизонтальные аппараты имеют три секции с трубами длиной 4-8 м, а также один-два вентилятора большей (до 40 кВт) мощности, чем у АВМ. В газовой промышленности АВО данного типа рассчитаны на рабочие давления от 7,5 до 16 МПа. Зигзагообразные аппараты имеют шесть секций с трубами длиной 6-8 м и одним-двумя вентиляторами мощностью 40-100 кВт.

3.3 Система импульсного, топливного и пускового газа, а также газа собственных нужд

Компрессорные станции не только обеспечивают доставку газа в места использования, но и сами являются его крупными потребителями. Газ на КС используется [12]:

- при пуске газоперекачивающих агрегатов;
- в качестве топлива для газотурбинных установок;
- в системе управления запорно-регулирующей арматурой;

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

- на собственные нужды.

3.3.1 Назначение и схема системы пускового и топливного газа

Система пускового и топливного газа предназначена:

1. Для подготовки и подачи пускового газа к турбодетандеру с целью запуска ГТУ.
2. Для подготовки и подачи топливного газа в камеру сгорания ГПА.

В качестве пускового и топливного газа используется транспортируемый газ. Его отбор в систему может производиться из разных точек технологической обвязки компрессорной станции:

- из магистрального газопровода на узле подключения перед краном 20 или за ним;
- из всасывающего коллектора после пылеуловителей;
- из нагнетательного коллектора перед аппаратами воздушного охлаждения (при аварийной остановке подогревателей топливного газа).

В нее входят блоки сепараторов высокого (СВД) и низкого (СНД) давления, расходомеры для газа (РГ, РТГ), блок топливного и пускового газа (БТПГ), подогреватель топливного газа (ПТГ), трубопроводы и коллекторы с продувочными и дренажными устройствами, запорная арматура с ручным и автоматическим управлением, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Схема системы пускового и топливного газа приведена на (рис. 6).

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

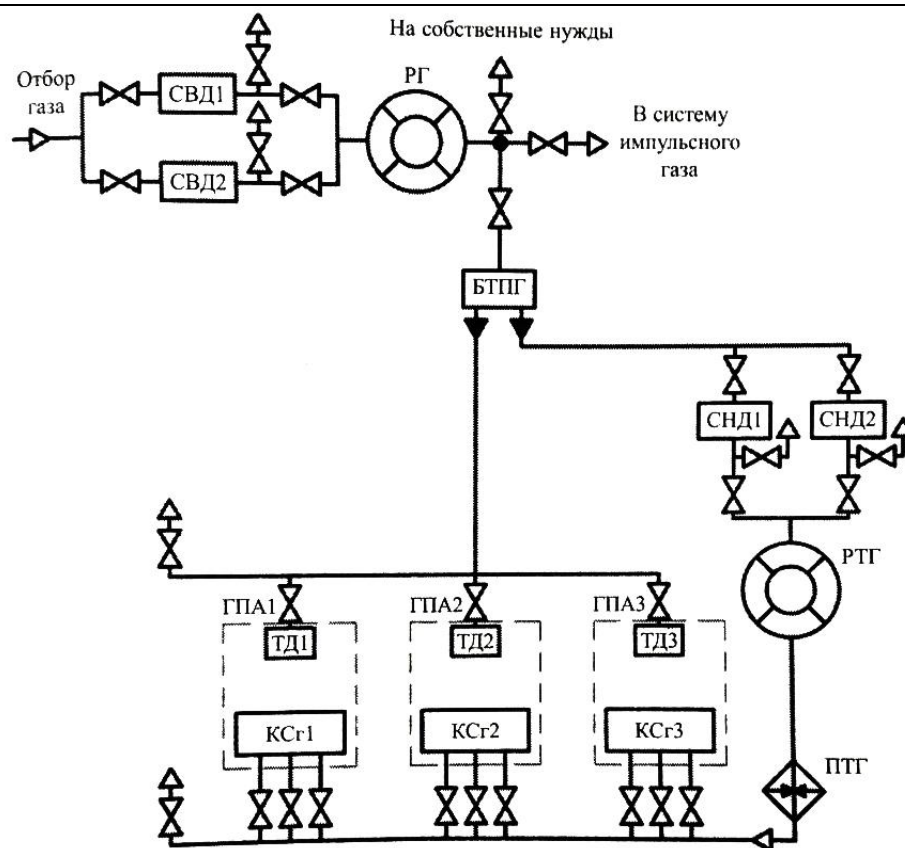


Рисунок 6 – Принципиальная схема системы пускового и топливного газа: СВД – сепаратор высокого давления; РГ – расходомер газа; БТПГ – блок топливного и пускового газа; ПГ – пусковой газ; ГПА – газоперекачивающий агрегат; ТГ – топливный газ; ТД – турбодетандер; КСг – камера сгорания; СНД – сепаратор низкого давления; РТГ – расходомер топливного газа; ПТГ – подогреватель топливного газа

В нее входят блоки сепараторов высокого (СВД) и низкого (СНД) давления, расходомеры для газа (РГ, РТГ), блок топливного и пускового газа (БТПГ), подогреватель топливного газа (ПТГ), трубопроводы и коллекторы с продувочными и дренажными устройствами, запорная арматура с ручным и автоматическим управлением, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Система работает следующим образом. Отбираемый газ проходит через сепараторы высокого давления (СВД), где от него отделяются частицы мехпримесей, расходомер газа (РГ) и попадает в блок подготовки топливного и пускового газа (БТПГ). Здесь он сначала очищается в

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

фильтрах-сепараторах, подогревается до температуры 45-50 °С, а затем делится на два потока — пусковой газ (ПГ) и топливный газ (ТГ).

Далее пусковой газ проходит через регуляторы давления, снижающие его давление до 0,9 МПа для ГТН-6, до 1,5 МПа для ГПУ-10, ГТК-10-4, ГТН-16и до 2,5 Мпа – для ГТН-25. После этого он поступает в турбодетандер ГПА, где расширяется (со снижением давления до атмосферного) и совершает полезную работу, идущую на раскрутку осевого компрессора и турбины высокого давления.

Топливный газ редуцируется (в зависимости от давления воздуха за осевым компрессором ГТУ) до давления 0,9 МПа для ГТН-6. до 1,5 МПа — для ГТК-Ю-4, ГТН-16 и до 2,5 МПа — для ГТН-25, ГПУ-10. Затем он поступает в блок сепараторов низкого давления (СНД), где дополнительно очищается от выделившейся при редуцировании жидкости, проходит учет в расходомере топливного газа (РТГ), подогревается и через топливный коллектор распределяется по газоперекачивающим агрегатам.

В качестве сепараторов высокого давления используются циклонные сепараторы и фильтры-сепараторы.

3.3.2 Назначение и элементы системы импульсного газа

Импульсным называется газ, отбираемый из технологических трубопроводов обвязки КС для использования в системе управления в приводе запорно-регулирующей арматурой, а также для подачи командных импульсов к контрольно-измерительным приборам.

Чтобы исключить заедание и обмерзание исполнительных органов арматуры и приборов, импульсный газ должен быть очищен и осушен до точки росы 50 °С.

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

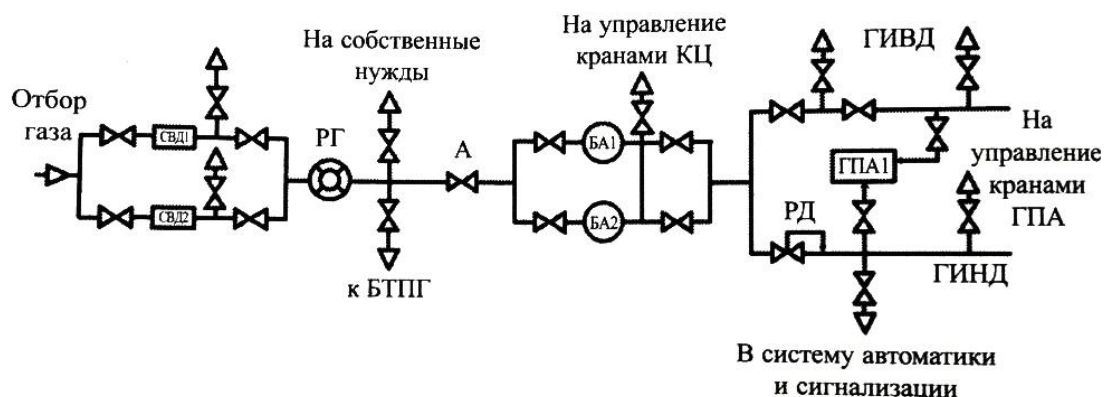


Рисунок 7 – Принципиальная схема системы попутного нефтяного газа: СВД – сепаратор высокого давления; РГ – расходомер газа; БТПГ – блок топливного и пускового газа; БА – блок адсорбера; ГИВД – газ импульсный высокого давления; РД – регулятор давления; ГИНД – газ импульсный низкого давления; ГПА – газоперекачивающий агрегат

Сначала она совпадает с системой пускового и топливного газа. Собственно система импульсного газа включает в себя блоки адсорберов (БА), регулятор давления (РД), трубопроводы и коллекторы импульсного газа, запорную арматуру, а также свечи для стравливания газа.

Система импульсного газа работает следующим образом. Отбираемый газ, пройдя сепараторы высокого давления (СВД) и расходомер (РГ), поступает в блоки адсорберов (БА), где подвергается осушке. Затем газ разделяется на два потока. Одна часть — газ импульсный высокого (5,5-7,6 МПа) давления (ГИВД) — идет на управление пневмоприводными кранами большого диаметра компрессорного цеха и газоперекачивающих агрегатов. Другая часть проходит через регулятор давления РД, в результате чего давление газа снижается до 1,5-2,5 МПа (газ импульсный низкого давления – ГИНД), а затем идет на управление пневмоприводными кранами малого диаметра и к контрольно-измерительным приборам.

Осушка газа в адсорберах осуществляется в любое время года. Роль адсорбента в них, как правило, играет гранулированный мелкопористый

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

силикагель марки КСМ. В зависимости от относительной влажности газа при температуре 20 °С он может поглотить водяные пары в количестве до 35% собственного веса и за счет этого понизить точку росы на 50-60°.

При достижении предельной насыщенности водой силикагель теряет способность поглощать влагу, меняет цвет. Для его регенерации через силикагель один раз в 2-3 месяца пропускают продукты сгорания из ГТУ или горячий воздух с температурой 180-200 °С. Цикл регенерации силикагеля длится 4-6 часов, цикл охлаждения – 2-4 часа.

Кроме силикагеля, для осушки импульсного газа могут использоваться алюмогель, активированный боксит.

В зимнее время осушка импульсного газа производится в вымораживателях – сосудах высокого давления, где газ принимает температуру наружного воздуха. В результате влага через некоторое время выпадает на дно в виде снега и льда. Чтобы удалить их нижний патрубок, прибегают к растоплению снега и льда, используется теплый газ выхода компрессорного цеха, который затем возвращают на вход компрессорного цеха.

3.3.3 Элементы системы газа собственных нужд

Принципиальная схема системы газа собственных нужд приведена на (рис. 8).

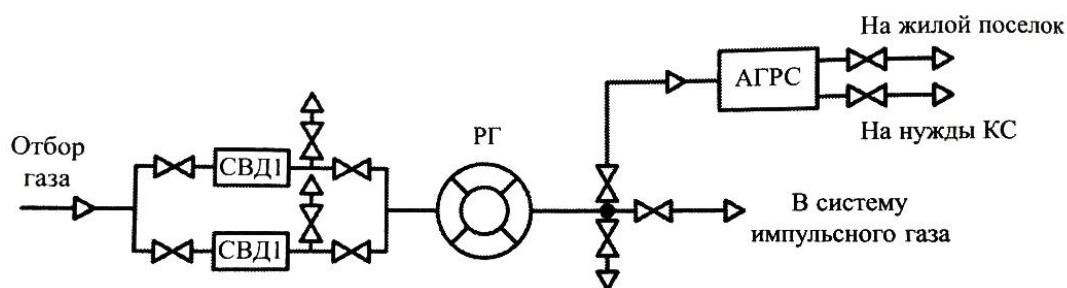


Рисунок 8 – Принципиальная схема системы газа собственных нужд: СВД – сепаратор высокого давления; РГ – расходомер газа; АГРС – автоматизированная газораспределительная станция; БТПГ – блок топливного и пускового газа

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

4 Расчетно-технологическая часть

4.1 Выбор газоперекачивающего агрегата для дожимной компрессорной станции

Среди наиболее приемлемых вариантов компрессорного оборудования для решения задачи поставленной в первой главе целесообразно рассматривать центробежные машины одновального типа (подобно тем, что находятся в эксплуатации) (рис. 1) и поршневой интегрированный мотор-компрессор (рис. 2).

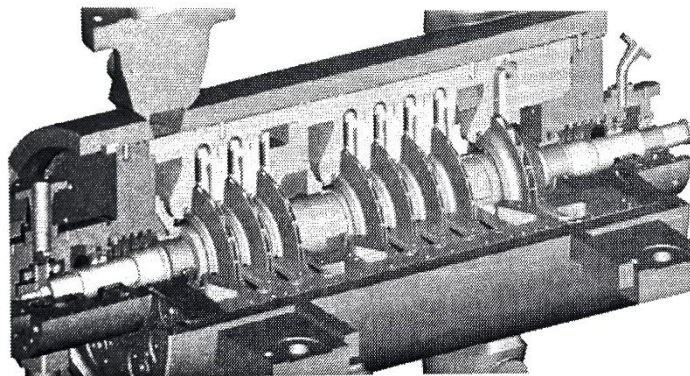


Рисунок 1– Компрессор одновального типа

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Расчетно-технологическая часть	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	34	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16				

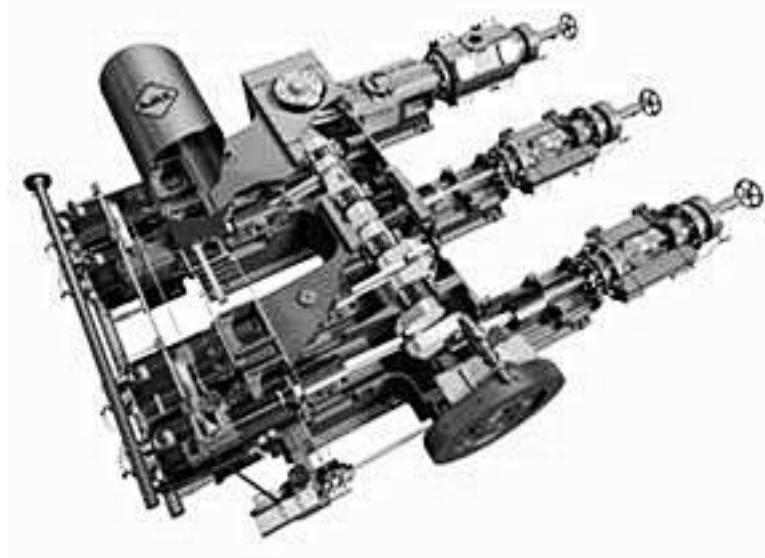


Рисунок 2 – Поршневой интегрированный мотор-компрессор

Вариант первый. Находящиеся в настоящий момент в эксплуатации компрессоры относятся к одновальному типу. Поэтому первое, что обычно рассматривает служба эксплуатации, - новое оборудование, аналогичное находящемуся в эксплуатации. При обосновании такого подхода служба эксплуатации руководствуется следующим [8]:

- конструкция оборудования хорошо известна и опробована, все дефекты и поломки предсказуемы по опыту;
- можно скомпоновать оборудование на старых фундаментах;
- есть старые связи с изготовителем по поводу запасных частей, регламентных и ремонтных работ.

В этом случае выбор предопределен – в эксплуатации останется новое оборудование старого типа. При этом на второй план, как правило, отходят следующие особенности нового оборудования [13]:

- энергетическая эффективность;
- способ и диапазон регулирования;
- работоспособность при изменяющихся условиях на входе в компрессор;
- коррозионная стойкость конструкции;

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

- межрегламентный ресурс;
- удобство эксплуатации.

Всё это в конечном итоге определяет экономическую эффективность результатов реконструкции объекта. При этом чаще всего одним из основных критериев принятия решения является цена поставки (первоначальные капитальные вложения).

При принятии решения чаще всего сводят технические данные предлагаемого оборудования в общую таблицу и проводят сравнение по ограниченному числу параметров. При таком подходе велик риск упустить возможность альтернативного и более квалифицированного решения задачи, которое не может быть изложено в виде строгой таблицы определённой формы. Незнание существования других решений не является в этом случае оправдательным аргументом как для тех, кто готовит подобную информацию, так и для тех, кто такое решение принимает.

На основании представленных данных невозможно сделать однозначного заключения о соответствии сравниваемого оборудования поставленной технической задаче по ряду причин.

Во-первых, полностью отсутствует какая-либо информация о конструктивном исполнении проточной и механической части сравниваемых компрессоров и об их соответствии составу перекачиваемого газа.

Однако изготовитель компрессора К-380 провёл исследование проточной части одного из компрессоров, проработавших 20 лет на попутном газе аналогичного состава, и сделал выводы о наличии коррозионного изнашивания. Следовательно, необходимо предусмотреть специальное исполнение некоторых элементов проточной части с целью повышения надёжности работы оборудования и его коррозионной

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

стойкости. Игнорирование этого важного момента в представленной таблице может свидетельствовать о слабой проработке данного вопроса.

Во-вторых, при проведении сравнения нигде не указан способ и диапазон регулирования компрессоров (очевидно, регулирование изменением оборотов не предполагается - иначе было бы оговорено). Для компрессоров одновального типа вопрос регулирования производительности может стоять весьма серьёзно, поскольку значительное изменение нагрузки на таких компрессорах приводит к существенным изменениям нагрузки на упорный подшипник и, соответственно, к снижению ресурса его работы. Кроме того, такие компрессоры хорошо и эффективно работают только вблизи расчётной точки (вдали от границы помпажа). Очевидно, предполагается способ регулирования байпасированием, который сильно проигрывает по эффективности регулированию входным направляющим аппаратом (ВНА) на центробежных компрессорах многовальной конструкции.

Так же по опыту эксплуатации компрессоров одновального типа – 50 % аварийных остановок происходит из-за осевого сдвига ротора выше допустимого предела, 40% – из-за недопустимого подъема температуры подшипников. Первопричинами этого является резкое изменение состава сжимаемого газа (технологические выбросы), и изменение параметров (температура, давление) на всасывании и нагнетании компрессора, что изменяет нагрузку на упорный подшипник ротора. Подобные случаи нельзя будет исключить в будущем, если остановить выбор на компрессорах одновального типа, поскольку все они имеют одинаковую механическую схему с высокоскоростным упорным подшипником. Именно состоянием и условиями работы этого узла определяется надёжность и диапазон изменения рабочих параметров таких компрессоров.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Вариант второй. Альтернативным решением в данном случае оказывается применение компрессора с поршневым интегрированным мотор-компрессор. В рамках решаемой задачи он имеет определенные преимущества, которые целесообразно рассмотреть на примере одного из современных центробежных компрессоров (Ajax 2804 LE).

Конструкция. Оборудование (вместе с обвязкой) смонтировано на единой стальной раме – это облегчает транспортировку и последующую сборку и монтаж. Так сделаны все компрессоры, но «Аякс» в отличие от приводных компрессорных блоков (поршневых или винтовых) имеет общий коленчатый вал и картер крейцкопфного механизма как для моторных, так и для компрессорных цилиндров. Это означает отсутствие соединительной муфты, необходимости юстировки валов и минимизирует потери энергии при трансформировании работы цилиндра двигателя внутреннего сгорания (ДВС) в работу сжатия в компрессорном цилиндре. Моторный цилиндр имеет крейцкопфный передаточный механизм аналогично цилиндру компрессора, что не только снижает нагрузку на цилиндр и износ его стенок, но и позволяет обеспечить балансировку цилиндров компрессора цилиндрами мотора аналогично балансировке компрессора оппозитной схемы.

Тип двигателя. ДВС в составе мотор-компрессора «Аякс» двухтактный. Как известно из теории ДВС, литровая мощность двухтактного двигателя выше, чем у четырехтактного, при равных параметрах цикла. В случае данного компрессора данное преимущество позволило снизить давление и температуру в цилиндре мотора соответственно до 0.4 МПа (перед инжекцией топлива) и 500 °С (в момент воспламенения смеси). Это в свою очередь снизило действующие нагрузки (увеличив межрегламентный ресурс), а также токсичность выхлопа по СО и NO₂ и сильно упростило конструкцию, расширив диапазон устойчивой

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

работы двигателя:

- отсутствует клапанный механизм газораспределения (как и принято на двухтактных двигателях);
- отсутствует турбонаддув (принятый на многих четырехтактных ДВС);
- регламентное обслуживание моторного цилиндра (очистка от нагара, замена поршневых колец, уплотнений штока поршня, прокладки головки цилиндра, переборка топливного инжектора) производится 1 раз в два года;
- рабочая частота вращения двигателя может регулироваться от 275 до 440 мин⁻¹, что позволяет изменять производительность компрессора в диапазоне 63... 100 %.

Широкий диапазон регулирования производительности. На рисунке (рис. 3) показаны газодинамические характеристики компрессора при различных рабочих условиях, на них дан диапазон регулирования компрессора без рециркуляции. Подкручивание потока на входе в рабочее колесо изменяет треугольник скоростей и создает эффект, аналогичный изменению частоты вращения привода. Диапазон регулирования таких компрессоров без байпассирования (8000...12500 м³/ч) превосходит диапазон регулирования компрессоров одновального типа с постоянной частотой вращения привода [12].

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

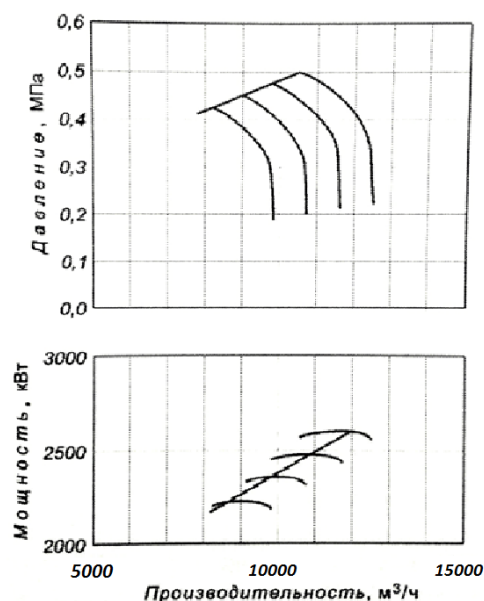


Рисунок 3 – Газодинамические характеристики компрессора

4.2 Расчет показателей нагнетателей

Показатели и характеристики нагнетателей определяют по статическим параметрам перекачиваемого газа (давлению и температуре), измеренным в сечениях входного и выходного фланцев (патрубков).

Исходными данными для расчета являются:

- Объемная производительность Q , м³/мин;
- Рабочие обороты привода n , об/мин;
- Давление газа перед нагнетателем P_n , Мпа;
- Температура газа перед нагнетателем T_n , К;
- Газовая постоянная R , Дж/(кг·К).

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Последовательность определения рабочих параметров нагнетателя:

1. Определяем коэффициент сжимаемости газа приведенный к условиям всасывания $Z_{вс}$:

$$Z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{ПР}}{\tau}, \quad (1)$$

где $P_{ПР}$ – приведенное давление

$$P_{ПР} = \frac{P_H}{P_{ПК}}, \quad (2)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{ПР} + 0,78 \cdot T_{ПР}^2 + 0,0107 \cdot T_{ПР}^3, \quad (3)$$

где $T_{ПР}$ – приведенная температура:

$$T_{ПР} = \frac{T_H}{T_{ПК}}, \quad (4)$$

$T_{ПК}$ и $P_{ПК}$ – псевдокритические температура и давление соответственно, К, Мпа:

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

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{см}), \quad (6)$$

где $\rho_{см}$ – плотность газа приведенная к стандартным условиям, кг/м³.

1. Находим плотность газа приведенную к условиям всасывания $\rho_{вс}$, кг/м³:

$$\rho_{вс} = \rho_{см} \cdot \frac{P_n \cdot T_{см} \cdot Z_{см}}{P_{см} \cdot T_n \cdot Z_{вс}}, \quad (7)$$

где $T_{см}$ – температура газа, приведенная к стандартным условиям К;

$P_{см}$ – давление газа, приведенное к стандартным условиям, Мпа;

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Z_{cm} – коэффициент сжимаемости газа, приведенный к стандартным условиям.

1. Подсчитываем приведенные относительные обороты $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np}$ и приведенную объемную производительность Q_{np} (м³/мин):

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_{\text{вс}} \cdot R \cdot T_n}}, \quad (8)$$

где n_n – номинальные обороты привода, об/мин;
 z_{np}, R_{np}, T_{np} – параметры газа, принимаемые по характеристике нагнетателя, определяют приведённую относительную частоту вращения нагнетателя (n/n_n).

$$Q_{np} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_{\text{вс}}, \quad (9)$$

где $Q_{\text{вс}}$ – объемная производительность нагнетателя, м³/мин.

$$Q_{\text{вс}} = \frac{Q_{\text{кс}}}{24 \cdot 60 \cdot m} \cdot \frac{\rho_{cm}}{\rho_{\text{вс}}}, \quad (10)$$

где $Q_{\text{кс}}$ – производительность компрессорной станции, млн. м³/сут.

m – количество нагнетателей.

2. Отношение давлений в центробежного компрессора ε_n рассчитываем по формуле:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{к}}}{P_n}, \quad (11)$$

где $P_{\text{к}}$ – давление газа за нагнетателем, Мпа.

3. Политропический КПД нагнетателя $\eta_{\text{пол}}$ и приведенная относительная мощность $\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_{np}$:

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\eta_{пол} = \frac{(k-1)}{k} \cdot \frac{\lg(\varepsilon)}{\lg\left(\frac{T_k}{T_n}\right)}, \quad (12)$$

где k – показатель адиабаты;
 T_k – температура за нагнетателем, К.

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{пр} = \frac{N_i}{\left(\frac{n}{n_n} \right)^3 \cdot \rho_{вс}}, \quad (13)$$

где N_i – внутренняя мощность потребляемая нагнетателем, МВт.

4. Мощность потребляемая нагнетателем на муфте привода N , МВт:

$$N = N_i + N_{мех}, \quad (14)$$

где $N_{мех}$ – механические потери в подшипниках нагнетателя, МВт

Сведем полученные результаты в таблицу и сравним с характеристиками поршневого компрессора – Таблица 3-4.

Таблица 3 – Технические характеристики поршневого компрессора

Модель компрессора	AJAX 2804 LE
Сжимаемая среда	Попутный нефтяной газ I ступени сепарации
Топливный газ	Попутный нефтяной газ I ступени сепарации
Тип компрессора	Поршневой интегрированный мотор-компрессор
Потребляемая мощность	596 кВт
Скорость вращения коленвала (макс/мин), об/мин	440/265
Количество цилиндров	3
Количество ступеней сжатия	1
Давление на всасе, МПа	0,6
Давление нагнетателя, МПа	2
Производительность макс, нм ³ /час	12500
Температура на всасе, °С	5...10
Температура на выходе (после охладителя), °С	50

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

Таблица 4 – Технические характеристики центробежного компрессора

Модель компрессора	К-380-103-1
Сжимаемая среда	Попутный нефтяной газ I степени сепарации
Топливный газ	Попутный нефтяной газ I степени сепарации
Тип компрессора	Центробежный компрессор
Потребляемая мощность	2960 кВт
Количество ступеней	4/4
Давление на всасе, Мпа	0,9
Давление нагнетателя, МПа	4
Производительность макс, $\text{м}^3/\text{час}$	17000
Температура на всасе, $^{\circ}\text{C}$	30
Температура на выходе, $^{\circ}\text{C}$	136
Степень сжатия ε	1,27
Политропический КПД нагнетателя $\eta_{\text{пол}}$	0,72
Приведенная относительная мощность, $\text{кВт}/\text{кг}/\text{м}^3$	169,9

Анализируя таблицы мы видим, что основные технические характеристики поршневого компрессора не уступают характеристикам центробежного более чем в 1,3 – 1,4 раза. Но потребляемая мощность компрессора К-380-103-1 выше, чем у компрессора Ajax 2804 LE, практически в 5 раз. На основании этих данных делаем вывод, что использование поршневых интегрированных мото-компрессоров является более энергоэффективным на производстве, т.к. позволит сэкономить топливный газ на производстве более чем в 5 раз.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

5 Социальная ответственность при эксплуатации дожимной компрессорной станции

Введение

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – предназначена для повышения давления попутного нефтяного газа с аппаратов установки подготовки нефти нефтяного месторождения.

Компрессорная станция состоит из четырех мотор-компрессорных агрегатов «АЯКС», укомплектованных приводом, работающих на перекачиваемом газе (газ I ступени сепарации) без осуществления подготовки топливного газа с обеспечением заданных режимов работы установки.

Кроме основного оборудования, на компрессорной станции предусматриваются инженерные системы (отопление, вентиляции, пожаротушения, освещения, электроснабжения, систем автоматики)

В данном разделе рассматриваются и рассчитываются такие системы безопасности на производстве, как:

- пожаротушение, пожарная сигнализация и пожарообнаружение;
- системы газоанализации, газовая сигнализация;
- молниезащита.

					Общие сведения об оборудовании и системах на дожимных компрессорных станциях			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	45	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16				

5.1 Исходные данные

Расчетные параметры наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции приняты по данным СНиП 23-01-99 – «Строительная климатология» [54].

Район строительства – Ямало-Ненецкий автономный округ.

Расчетные температуры наружного воздуха:

- для холодного периода года: $-43\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- для теплого периода года: $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- средняя температура отопительного периода: $-11,6\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- продолжительность отопительного периода: 270 суток;
- барометрическое давление: 1010 гПа;
- расчетная скорость ветра для холодного периода года: 3,8 м/с.

Помещение компрессорной и вспомогательные помещения: $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тепловыделения от технологического оборудования за счёт теплового излучения приняты 300 кВт при условии одновременной работы всех компрессоров.

Помещение здания ДКС имеет категорию «А» по взрывопожарной опасности [37].

Проектом предусмотрена постоянно действующая система приточной и вытяжной механической вентиляции.

Автоматическое управление включением аварийной вентиляции осуществлено от системы газоанализации, а также от системы пожарообнаружения и пожаротушения [55].

Для поступающего в компрессор воздуха характерны не только ежедневные колебания температуры, но и наличие посторонних включений, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию ГТУ (эрозия лопаточного аппарата, занос проточной части). Поэтому

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

расположение площадки КС ориентированно на розу ветров. В то же время вредные выбросы рассеиваются и не превышают их допустимые значения концентраций в населенных пунктах.

5.2 Автоматическое пожаротушение, пожарная сигнализация и пожарообнаружение

5.2.1. Общие данные

Для защиты здания ДКС проектом предусмотрена порошковая система пожаротушения на базе модулей типа «Буран-50 КД-В».

Проектом предусматривается автоматическое включение всех модулей «Буран-50 КД-В» от пожарных извещателей и ручное (дистанционное) от кнопки, устанавливаемой снаружи у выхода из защищаемого помещения [34].

Система автоматического пожаротушения состоит из:

- системы хранения и выпуска огнетушащего вещества – технические решения представлены в комплекте марки ПТ;
- системы обнаружения пожара и пуска модулей пожаротушения, а также формирования сигналов оповещения и отключения технологического и инженерного оборудования – технические решения представлены в комплекте марки АПТ.

Защищаемое помещение – машинный зал ДКС – имеет следующие характеристики:

- Категория по взрывопожарной опасности – А по НПБ 105-03;
- Класс функциональной пожарной опасности – Ф 5.1;
- Класс конструктивной пожарной опасности – С 0;
- Степень огнестойкости – II;
- Защищаемый объем – 1511,06 м³;

					Социальная ответственность	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Класс помещения по ПУЭ - В 1а.
- При разработке проекта были использованы следующие материалы и документы:
- НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией»;
- НПБ 88-2001* «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
- Паспорт и руководство по эксплуатации «Буран-50 КД-В»;
- Правила устройств электроустановок, ПУЭ;
- «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации ВСН 205-84».

5.2.2. Технические решения по автоматизации пожаротушения (комплект АПТ)

- Обнаружение загорания в помещении компрессорной с помощью пожарных извещателей пламени «Пульсар 3-015 Н» для взрывоопасных помещений класса В 1 А, реагирующих на инфракрасное излучение и работающих по схеме совпадения срабатывания шлейфов комплектно с прибором приемно-контрольным пожарным «Корунд-2/4 СИ», который при обнаружении загорания подает команду на пожарное пусковое устройство ППУ «Аргус-ППУ-02», где формируется пусковой импульс для включения модулей порошкового пожаротушения (МПП) импульсного действия «Буран-50 КД-В» (учитываются в проекте марки ПТ) [50].
- Включение модулей «Буран» местной кнопкой, установленной у входа в помещение компрессорной.

					Социальная ответственность	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Подача предупреждающего звукового и светового сигнала перед срабатыванием модулей порошкового пожаротушения для эвакуации персонала, при этом у входа в помещение загорается сигнал «Не входи! Порошок!» и «Уходи! Порошок!». У ворот в помещение компрессорной загорается светозвуковой сигнал «Пожар».
- Отключение вентиляционных установок и компрессорных агрегатов при возникновении пожара.

Прибор «Корунд-2/4 СИ», устройства «Аргус-ППУ-02», блок питания и щит ППА размещаются в диспетчерском пункте в помещении оператора. Питание схемы автоматизации пожаротушения осуществляется от силовой сборки по проекту марки ЭМ. Категория надежности электроснабжения I.

Потребляемая мощность около 1кВА.

5.2.3. Технические решения по системе хранения и выпуска огнегасящего порошка (комплект ПТ)

В защищаемом помещении обращаются вещества, относящиеся к классу пожара «В», «С», для тушения которых в качестве огнегасящего вещества используется порошок. В связи с этим в проекте принята система модульного порошкового пожаротушения (МПП) по защищаемому объему с использованием модулей типа «Буран-50 КД-В». В качестве огнегасящего вещества может быть применен порошок марки «Феникс ЛВС», «Вексон-АВС», ПФКЧС-2 и др [34].

Модуль порошкового пожаротушения «Буран 50 КД-В» МПП(Н)-50-КД-2-ГЭ-УЗ имеет взрывозащитное исполнение, со специальным видом взрывозащиты по ГОСТ 22782.3-77. видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) и уровнем взрывозащиты «повышенная надежность против взрыва», с маркировкой взрывозащиты-2 по ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98).

					Социальная ответственность	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Трубопровод подачи порошка монтируется по месту из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75 Ду25 мм к собирается с помощью стандартных фитингов. Распылители имеют наружную резьбу G 3/4", с помощью которой они завинчиваются в фитинги трубопровода подачи порошка.

Количество модулей для защиты помещения определяется с учетом рекомендаций НПБ 88-2001* и паспорта на изделие и составляет 15 штук. Проектом предусмотрен 100%-ный запас порошка, который хранится на складе.

5.3 Автоматическая газовая сигнализация

5.3.1 Общие данные

Система автоматической газовой сигнализации представлена в настоящем проекте в разделе АТХ совместно со схемами систем управления компрессорных установок (рассматривать совместно с комплектом АОВ):

- «Правила устройства электроустановок» ПУЭ 2000 [51];
- «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации» технологических процессов» ВСН 205-84 [52];
- «Система автоматизации» СНиП 3.05.07-85 [57];
- «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов» ТУ-газ-86, Москва, 1986 [65];

Проектом предусмотрено:

- автоматический непрерывный контроль до взрывоопасных концентраций метана, пропана, бутана, в воздухе помещения ДКС;
- сигнализация о загазованности в помещении у входов в помещение ДКС и на пульте оператора;
- управление системой вентиляции (включение аварийной по сигналу

					Социальная ответственность	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

газоаналитической системы при достижении 10% от нижнего предела взрываемости смеси);

- выключение компрессоров и всего оборудования ДКС при достижении 50% НКПР.

5.3.2 Обоснование применения проектных решений и оборудования по системе газоанализации

Система автоматической газовой сигнализации выполнена на базе стационарного сигнализатора горючих газов на 9 каналов (модель СТМ-10-0009 ПЦ).

В комплект поставки входят:

- Блок датчика для принудительного забора (9 шт.)
- Измеряемая среда: пары CH_4 ; C_2H_6 ; C_3H_4 .
- Диапазон измерений (ПЗП) 0...50 % НКПР.

Место установки датчиков - помещение ДКС между компрессорными установками.

- Блок сигнализации и питания с цифровой индикацией

Место установки - щит контроля расположен в помещении ПВК.

Система местного оповещения включает в себя:

- Оповещатели пожарные светозвуковые взрывозащищенные (модель «Экран-СЗ-01») с табло «Загазованность» на 24 В.
- Оповещатели пожарные светозвуковые взрывозащищенные (модель «Экран-СЗ-01) с табло «Авария-газ» на 24 В.

Для обеспечения резервированного питания в состав системы включён источник вторичного электропитания резервированный с номинальным напряжением 24 В постоянного тока (модель ИВЭПР 124-1.8-1).

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

Схемы взаимных подключений приборов и их расположение показаны на чертежах комплекта АТХ. Кабели и провода, трубы и лотки указаны в спецификации.

5.4 Молниезащита

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 [66] проектируемое здание с защитным контуром относится к сооружениям II категории по устройству молниезащиты и подлежит защите от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений (электростатическая и электромагнитная индукция) и статического электричества согласно "Правилам защиты от статического электричества в производствах отрасли» (ПЗСЭ) 1988 г. и «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87.

Защита от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами – предусматривается генеральным проектировщиком при разработке разделов «Генплан» и «Транспорт».

Для защиты от вторичных проявлений молнии предусматриваются следующие мероприятия:

1. Металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяются к заземляющему устройству электроустановок.
2. Между металлическими трубопроводами и другими протяженными металлическими конструкциями в местах их взаимного сближения на расстоянии менее 10 см через каждые 20 м длины должны быть выполнены перемычки из круглой стали диаметром 6 мм или стальной ленты сечением не менее 24 мм². Переходное сопротивление каждого контакта должно быть не более 0,03 Ома.
3. Обеспечивается нормальная затяжка фланцев не менее чем 4 болтами.

Для защиты от электростатической индукции металлическая кровля здания должна быть присоединена к защитному заземлителю с шагом не

					Социальная ответственность	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

менее 25 м по периметру здания.

Защита от заноса высокого потенциала по надземным и наземным коммуникациям выполняется путем их присоединения на вводе в здание к заземлителю для электроустановок, а на двух ближайших к вводу опорах коммуникации – к заземлителю, состоящему из одного вертикального электрода $L = 3$ м.

Предусматриваемое заземляющее устройство является общим для защитного заземления в системе TN-C-S и для защиты от вторичных проявлений молнии от статического электричества [40].

5.4.1 Расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является круговой конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода (рис. 1). Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

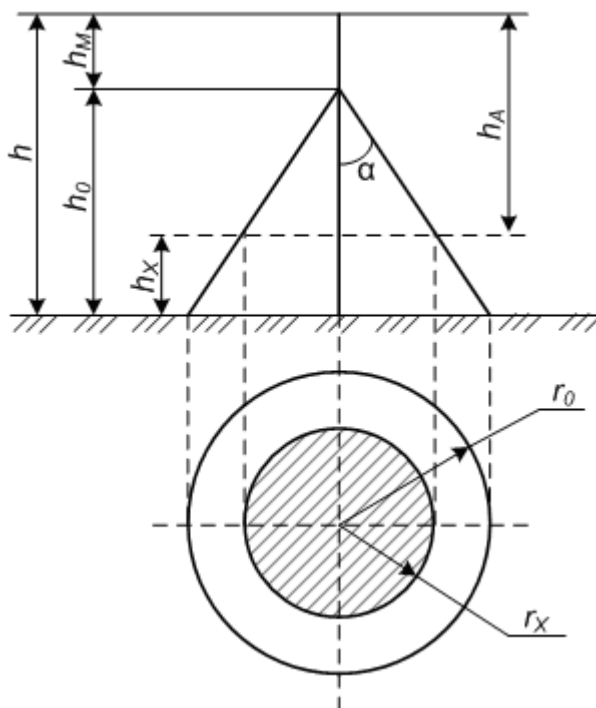


Рисунок 1 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

По степени надежности защиты различают два типа зон:

А – степень надежности защиты превышает 99,5%;

Б – степень надежности защиты составляет 95-99,5%.

Связи между параметрами молниеотвода в зависимости от типа зон защиты определены формулами:

для зоны А:

$$h_0 = 0,85h; \quad (1)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3}h) * h; \quad (2)$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3}h) * (h - 1,2h_x), \quad (3)$$

где r_x – радиус горизонтального сечения на высоте защищаемого объекта, м; h_x – наибольшая высота защищаемого сооружения, м.

для зоны Б

$$h_0 = 0,92h; \quad (4)$$

$$r_0 = 1,5h; \quad (5)$$

$$r_x = 1,5 * (h - 1,1h_x). \quad (6)$$

Расчетные формулы (1)-(6) пригодны для молниеотводов высотой до 150 м. При более высоких молниеотводах следует пользоваться специальной методикой расчета.

Ожидаемое количество поражений N молнией в год производится по формулам:

для сосредоточенных зданий и сооружений (дымовые трубы, вышки, башни)

$$N = 9\pi h_x^2 n \cdot 10^{-6}, \quad (7)$$

где n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности в месте нахождения здания или сооружения, 1/(км²·год);

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

для зданий и сооружений прямоугольной формы

$$N = [(B + 6h_x) * (A + 6h_x) - 7,7h_x^2] n \cdot 10^{-6}, \quad (8)$$

где A – длина объекта, м; B – ширина объекта, м.

для протяженных объектов

$$N = 6h_x A n \cdot 10^{-6}. \quad (9)$$

Выбор типа зоны защиты осуществляется в соответствии с [1] в зависимости от назначения, географического местоположения, классов взрыво и пожароопасности защищаемого объекта, а также с учетом средней продолжительности гроз в год.

Исходные данные для расчета зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные для расчета зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Обозначение параметра	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение параметра	Источник
A	Длина объекта	м	40.00	Технические условия
B	Ширина объекта	м	20.00	Технические условия
h_x	Высота объекта	м	15.00	Технические условия
n	Удельная плотность ударов молнии в землю	1/км ² ·год	1.00	Правила устройства электроустановок
t_{CP}	Средняя продолжительность гроз в год	час	20.0	Правила устройства электроустановок

По формуле (8) получаем ожидаемое количество поражений молнией в год $N=0.0125675$ шт/год.

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В зависимости от N и t_{CP} из [1] определяем требуемый тип зоны молниезащиты (зона Б).

Принимая расчетную высоту молниеотвода равной 30.00 метров в соответствии с (1)-(3), получаем

$$h_0 = 0,92 \cdot 30.00 = 27.60 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30.00 = 45.00 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5(30.00 - 1,115.00) = 20.25 \text{ м}.$$

При проверке защищенности объекта проверяется соблюдение условия:

$$\sqrt{A^2 + B^2} / 2 < r_x. \quad (10)$$

$$\sqrt{40.00^2 + 20.00^2} / 2 = 22.36 < 20.25, \text{ условие не соблюдено.}$$

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с указанием размеров приведена на (рис. 2).

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

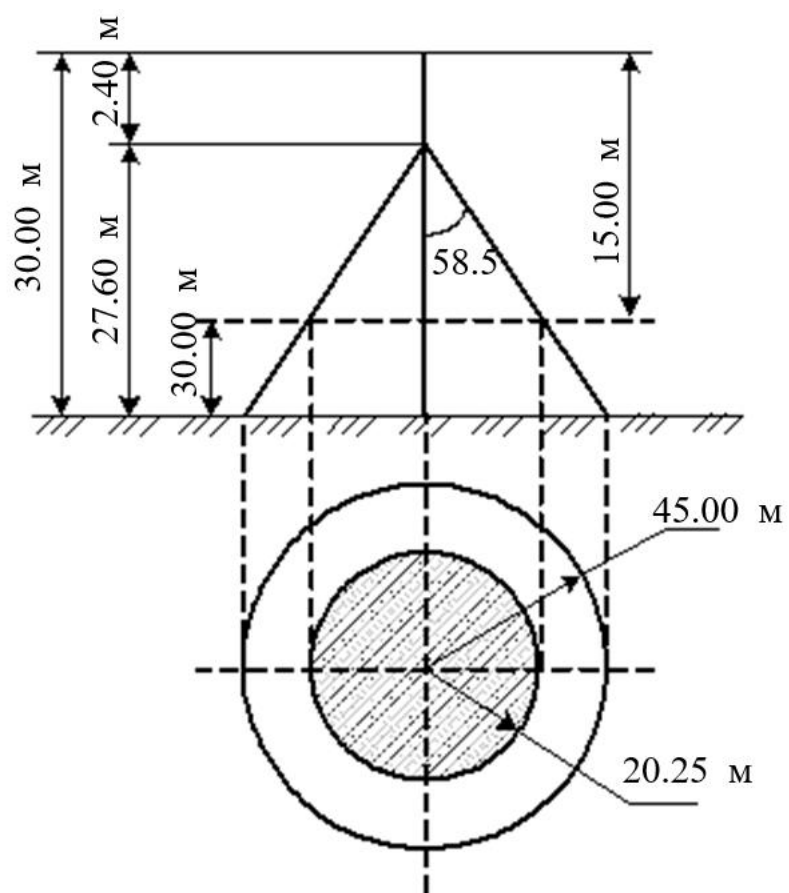


Рисунок 2 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода
с размерами

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Анализ перспективности исследования

В данном разделе мы рассмотрим пример переоборудования и усовершенствование дожимной компрессорной станции, учитывая, что она обладать возможностью регулирования производительности в максимально широком диапазоне, иметь высокую энергоэффективность, работоспособность в условиях высокой коррозионной активности.

6.1.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимных компрессорных станций			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	58	74
Консульт.		Глызина Т.С.		25.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		06.06.16				

конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов С2. Долговременные безотказные сроки эксплуатации оборудования С3. Снижения неблагоприятного эффекта от производства на окружающую среду С4. Методика хороша известна и опробована С5. Возможность применения на действующих нефтегазовых месторождениях	Слабые стороны проекта: Сл1. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений Сл2. Сложность применения современных технологий Сл3. Проблема импортозамещения оборудования
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованным и компаниями В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В5. Возможность применение технологии на большем количестве объектов	1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Расширение кадрового состава	1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		59

Продолжение таблицы 1

Угрозы: У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости У2. Истощение запасов месторождений У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Появление новых технологий У5. Возможны проблемы при транспортировке оборудования	1. Повышение степени заводской готовности предприятия 2. Значительное уменьшения воздействия на окружающую среду 3. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 4. Повышенная надежность используемого оборудования 5. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования	1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Переквалификация сотрудников предприятия 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений
---	--	---

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

6.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации						
№ п/п		Наименование			Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1		Определен имеющийся научно-технический задел			3	5
2		Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела			4	3
3		Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке			5	4
4		Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок			2	3
5		Определены авторы и осуществлена охрана их прав			3	4
6		Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности			1	1
7		Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта			2	4
8		Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки			3	4
9		Определены пути продвижения научной разработки на рынок			2	4
10		Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки			3	4
11		Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок			4	3
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 2

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	5
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	4
ИТОГО БАЛЛОВ		43	54

Значение суммарного балла позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 43, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 54 – перспективность выше среднего.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 3 – Календарный план проекта

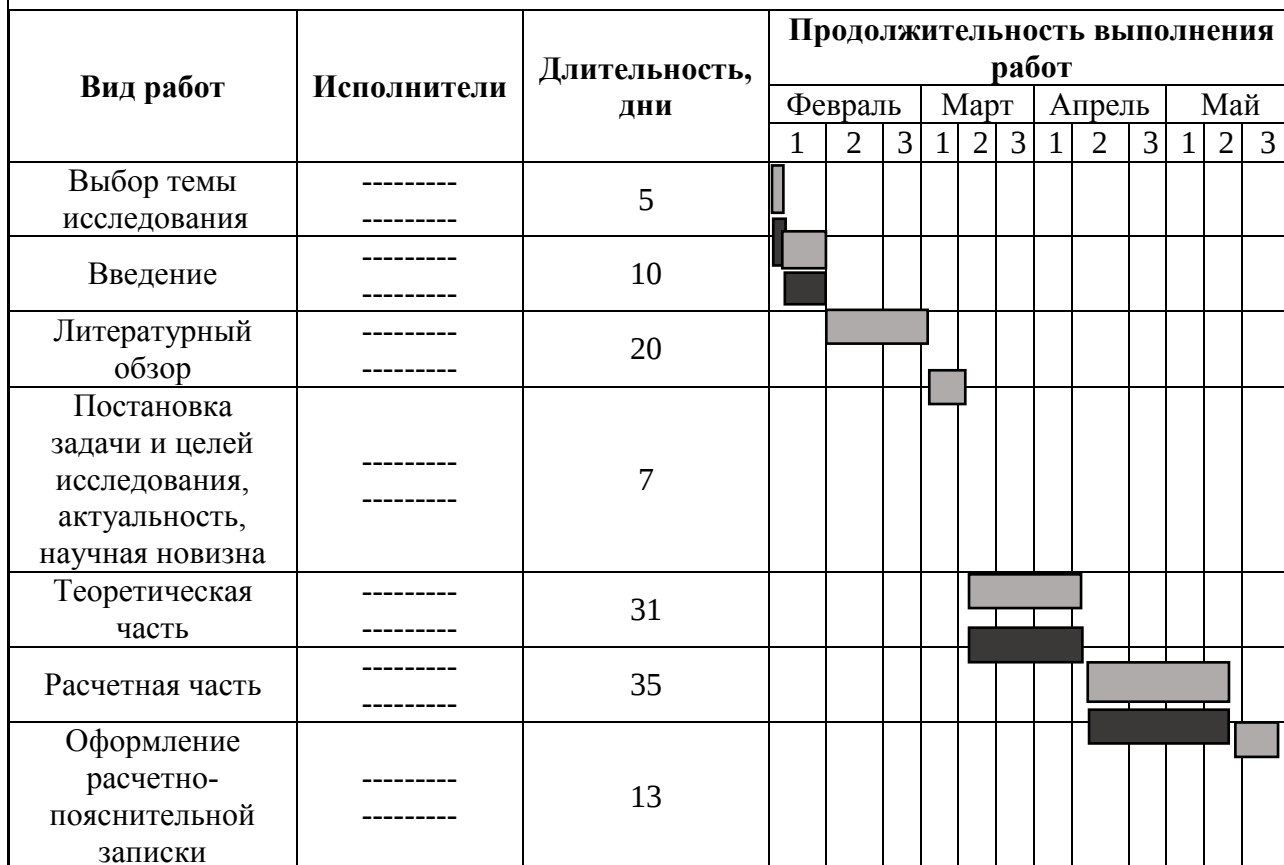
Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Выбор темы исследования	5	25.01.16	30.01.16	----- -----
2	Введение	10	31.01.16	10.02.16	----- -----
3	Литературный обзор	20	11.02.16	02.03.16	----- -----
4	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	7	03.03.16	11.03.16	----- -----
5	Теоретическая часть	31	12.03.16	12.04.16	----- -----
6	Расчетная часть	35	13.04.16	18.05.16	----- -----
7	Оформление расчетно-пояснительной записки	13	18.05.16	31.05.16	----- -----
ИТОГО		121			

Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в таблице 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 4 – Диаграмма Ганта



– Бакалавр

– Руководитель

6.3 Расчёт материальных затрат на реализацию научно-технического исследования

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементом:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- прочие расходы.

В работе рассматривается модель, когда на предприятии в эксплуатации находятся компрессоры одновального типа К-380, наработка которых составляет более 20 лет и в которых отмечено коррозионное изнашивание.

По той причине, что в рассматриваемой нами модели используется компрессорное оборудование «бочечного» типа, то рассмотрим замену старых компрессоров на новые, с аналогичными показателями и модернизированными характеристиками.

Замена имеющегося оборудования будет осуществляться рабочими с определенной квалификацией. Старые компрессорные установки заменяются новыми компрессорами типа К345-92-1. В рассматриваемой модели в технологическом цеху находится 5 дожимных пар по 2 компрессора. Для совершенствования производства и повышения надежности, заменяется по 1 компрессору в каждой паре, т.е. 5 компрессоров. Вес компрессора без двигателя составляет 19т., вес двигателя – 12 т. В сумме все компрессоры имеют вес 155 т., в соответствии с чем выбирается рабочая бригада.

Для выбранного района строительства в сметных нормативных документах используется «Зона 4» - районы крайнего Севера.

Для выполнения поставленной задачи рассчитаем затраты на горюче-смазочные материалы, материалы, оплату труда специалистов отдела ИТР, оплату труда рабочих за время проведения работ, накладные расходы и сметную прибыль предприятия. Результаты расчетов приведены в таблице 5-9.

- Автокран «Grove RT 650E» 1 ед. – расход 30 л/час, время работы 25 часов;
- Вахтовая машина «Урал 42112» 1 ед. – расход 31 л/100 км, пробег 350км;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Автомобиль УАЗ «Патриот» 2 ед. – расход 20 л/100 км, пробег 350км.
- Трейлер MAN 3 ед. – расход 35 л/100 км, пробег 350 км.

Таблица 5 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Марка техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ-92	Дизтопливо	АИ-92	Дизтопливо		
Автокран	Grove RT 650E	1		30		750	40,0	30000,0
Вахтовая машина	Урал 42112	1		31		108,5	40,0	4340,0
Трейлер	MAN TGS	3		35		122,5	40,0	14700,0
Автомобиль	УАЗ Патриот	2	20		70		36,0	5040,0
Итого:								54080,0

Таблица 6 – Затраты на материалы

Оборудование		
Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Компрессор К345-92-1	5 шт.	87500000,0
		87500000,0

Таблица 7 - Затраты на оплату труда специалистов отдела ИТР за время проведения работ

Наименование категории работника	Количество работников данной категории, чел.	Трудовые затраты, чел./час.	Средняя заработная плата одной вахты с учетом районного коэффициента, 80%, руб.	Фонд заработной платы на весь объем работы, руб.
Начальник отдела	1	19	61047,0	61047,0
Главный инженер	1	51	123930,0	123930,0
Ведущий инженер	1	59	122130,0	122130,0
Инженер 1 категории	1	59	78588,0	78588,0
Руководитель группы	1	59	111510,0	111510,0
Итого:				497205,0

Таблица 8 – Затраты на оплату труда рабочих за время проведения работ						
№ п.п	Профессия	Разряд	Кол-во	Часовая тарифная став-ка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Заработная плата одного работника с учетом районного коэффициента, 80%, руб.
1	2	3	4	5	6	7
1	Машинист газоперекачивающего агрегата	VI	6	340,0	50	183600,0
7	Крановщик	VI	2	400,0	55	79200,0
8	Водитель	VI	6	330,0	20	71280,0
Итого:						334080,0

Таблица 9 – Расчет накладных расходов и сметной прибыли			
Накладные расходы			
Фонд оплаты труда, руб.	Размер, % от фонда оплаты труда	Понижающий коэффициент	Стоимость, руб.
831285,0	130	0,94	1015830,27
Сметная прибыль			
Фонд оплаты труда, руб.	Размер, % от фонда оплаты труда	Стоимость, руб.	
831285,0	65	540335,25	

Вывод:

На проведение мероприятия по техническому перевооружению дожимной компрессорной станции потребуется **88 569 910,27 руб.**

Учитывая, что данное капиталовложение обеспечит стабильную и бесперебойную работу производства на ближайшие 25-30 лет, проект является выгодным для молодых месторождений или для производств со старой технической базой.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен аналитический обзор литературы по методам повышения энергоэффективности используемого оборудования на дожимных компрессорных станциях.

Проведен анализ газоперекачивающего агрегата с центробежным компрессором модели К-380-102-1 и компрессора с поршневым интегрированным двигателем модели Ajax 2804 LE.

Для проведения сравнения двух компрессоров был выполнен анализ конструктивных особенностей исполнения компрессоров, были выделены основные технические характеристики, которые влияют на конечный выбор оборудования. На основании расчетов выявлено, что цилиндрический компрессор Ajax, относительно одновального центробежного компрессора, является более энергетически эффективным, имеет широкий диапазон регулирования, а так же имеет большую коррозионную стойкость конструкции.

Рассчитаны ресурсные и экономические затраты на перевооружение рассматриваемой компрессорной станции в условиях крайнего Севера, а так же проведен анализ условий труда рабочих на дожимной компрессорной станции, с определением и расчетом систем по пожаротушению, газоанализации и молниезащиты.

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимных компрессорных станций			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Сидельников		01.06.16		ДР	68	74
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16				

Список использованных источников

1. Козаченко А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.
2. Вертепов А. Г. Энергосбережение на компрессорных станциях за счет использования методов параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов: Диссертация докт. техн. Наук. М., 2013.
3. Ахметов С. А., и др. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа. – М.: Химия, 2005. – 736 с.
4. Воронежский А. В. Современные центробежные компрессоры. Вопросы оптимального применения в различных отраслях промышленности. – М.: Премиум инжиниринг, 2007. – 480 с.
5. Гирбидов А. Д. Механика жидкости и газа: Учебник для вузов. – СПб.: СПбГПУ, 2003. – 545 с.
6. Пластинин П. И. Поршневые компрессоры. – М.: Колос, 2005. – 456 с.
7. Тагиров К. М., Лобкин А. Н. Использование выхлопных газов ДВС в нефтегазодобыче. – М.: Недра, 2000. – 146 с.
8. Boyce, Meherwan P. Centrifugal compressors: a basic guide. ISBN 0-87814-801-9, 2003.
9. Онищенко Г.Б., Юньков М.Г. Электропривод турбомеханизмов / Г.Б. Онищенко, М.Г. Юньков. – М.: Энергия, 1972. – 240с.
10. Коршак А. А. Компрессорные станции магистральных газопроводов. – Р.: Феникс, 2016 – 157 с.
11. Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста / Доклад заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А.
12. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020гг. / Утверждена приказом ОАО «Газпром» №364 от 28.12.2010г. ВРИО Председателя Правления ОАО «Газпром» А.В. Кругловым. – 30с.
13. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем// СТО Газпром 2-3.5-113-2007. – М.: ОАО «Газпром», 2007. – 53с.
14. Бармин С. Ф., Васильев П. Д., Магазаник Я. М. Компрессорные станции с газотурбинным приводом. – Л.: Недра, 1968. – 280 с.
15. Кузнецова М. И. Повышение энергоэффективности работы компрессорных станций при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов

					Анализ условий и технологии эксплуатации дожимных компрессорных станций			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Сидельников		01.06.16	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	69	74
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16				

с газотурбинным приводом: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа, 2015.

16. Крюков О. В. Энергоэффективные электроприводы газоперекачивающих агрегатов газопроводов на базе интеллектуальных систем управления и мониторинга: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Нижний Новгород, 2015.

17. Зюзьков В.В., Щуровский В.А. Реконструкция КС многониточных систем газопроводов с укрупнением единичных мощностей ГПА // Компрессорная техника и пневматика, 2011, №5. – С.2-6.

18. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа: Уч. пособие // Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. / М.: МПА-Пресс, 2006. – 311с.

19. Алиев Р.А., Белоумов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа // М.: Недра, 1988. – 368с.

20. Крюков О.В. Сравнительный анализ приводной техники газоперекачивающих агрегатов // Приводная техника, 2010, №5. – С.20-27.

21. Семенов А.С. Классификация и анализ эксплуатационных неисправностей газоперекачивающих агрегатов // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 65-69.

22. Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам/Семенов А.С и др.// Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 69-74.

23. Семенов А.С. Прогнозирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 82-87.

24. Степанов О. А. Охлаждение газа и масла на компрессорных станциях. – Л.: Недра, 1982. – 143 с.

25. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003215> (дата обращения: 24.05.16).

26. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://gostbank.metaltorg.ru/vrd> (дата обращения: 24.05.16).

27. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов // Учебно-практическое пособие, Инфра-инженерная, 2006 – 915 с.

28. Альбом приведенных газодинамических характеристик

					Список использованных источников	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

центробежных нагнетателей. Союзоргэнергогаз. ВНИИГАЗ, - М., 1985.- 87 с.

29. Альбом приведенных газодинамических характеристик центробежных нагнетателей. Союзоргэнергогаз. ВНИИГАЗ, - М., 1985.- 87 с.

30. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-029-80-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

32. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 24.05.16).

33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

34. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

35. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> (дата обращения: 24.05.16).

36. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-008-76-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

37. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

38. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-012-2004-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/30435/> (дата обращения: 25.05.16).

					Список использованных источников	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

40. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/30435/> (дата обращения: 25.05.16).

41. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/> (дата обращения: 25.05.16).

42. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 25.05.16).

43. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-06-82> (дата обращения: 25.05.16).

44. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (дата обращения: 25.05.16).

45. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> (дата обращения: 25.05.16).

46. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения: 25.05.16).

47. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-07-95> (дата обращения: 25.05.16).

48. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200001077> (дата обращения: 25.05.16).

49. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/15QP.html> (дата обращения: 25.05.16).

50. ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901866832> (дата обращения: 25.05.16).

51. НПБ 88-2001* Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования. – М.: ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

России, 2002 – 59 с

52. ВСН 205-84. Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации» технологических процессов. – М.: Министерством монтажных и специальных строительных работ СССР, 1985 – 32с.

53. РД БТ 39-0147171-003-88. Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВолгоуралНИПИгаза, 1988 – 5с.

54. РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003150> (дата обращения: 25.05.16).

55. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902207994> (дата обращения: 25.05.16).

56. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 25.05.16).

57. СНИП 3.05.07-85. Системы автоматизации – М.: ФГУП ЦПП, 2006 – 50с.

58. СНИП 23-01-99. Строительная климатология. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://energoaudit.ru/d/689490/d/snip-23-01-99-1.pdf> (дата обращения: 25.05.16).

59. СНИП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/464688928> (дата обращения: 25.05.16).

60. СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.fumc.ru/rules/6313.html> (дата обращения: 25.05.16).

61. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200084092> (дата обращения: 25.05.16).

62. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 25.05.16).

63. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902111644> (дата обращения: 25.05.16).

64. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://base.garant.ru/10107960/> (дата обращения: 25.05.16).

65. РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/464688804> (дата обращения: 25.05.16). (дата обращения: 25.05.16).

66. РД БТ 39-0147171-003-88. Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВолгоуралНИПИгаза, 1988 – 5с.

67. РД 34.21.122-87. Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: МЭИ, 2004 – 41с.

68. ГОСТ 21889-76. Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-21889-76> (дата обращения: 25.05.16).

69. ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200077775> (дата обращения: 25.05.16).

70. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-2-032-78-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

71. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 25.05.16).

72. СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://rg.ru/2008/02/09/sanitar-dok.html> (дата обращения: 25.05.16).

73. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://gostbank.metaltorg.ru/sanpin/17/> (дата обращения: 25.05.16).

					Список использованных источников	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

