

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование дожимной компрессорной станции

УДК622.691.5:66.078-0.47 74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Лобов Евгений Владиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле А.В.	К.М.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач.	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК -6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9;
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать нефтегазопромысловое оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6; ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями

	здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Универсальные компетенции		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и
 газовых промыслов»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.В. Брусник
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Лобову Евгению Владиславовичу

Тема работы:

Проектирование дожимной компрессорной станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.01.2018 / №34/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Прогноз разработки газоконденсатного месторождения сроком на 10 лет. Необходимые технологические параметры газа после компримирования на дожимной компрессорной станции.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор литературных источников с целью выявления современных методов решения поставленной задачи. 2. Расчет и проектирование дожимной компрессорной станции. 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 4. Социальная ответственность. 5. Заключение по работе.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Чертеж газоперекачивающего в сборе. 2. Чертеж пылеуловителя. 3. Чертеж аппарата воздушного охлаждения. 4. Чертеж газового фильтр-сепаратора.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Черепанова Н.В., к.ф.н.
Социальная ответственность	Штейнле А.В., к.м.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
-	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Лобов Е.В.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела
Уровень образования: Бакалавриат
Период выполнения: весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.02.18	<i>Теоретическая часть работы</i>	10
8.03.18	<i>Расчет и проектирование газоперекачивающего агрегата</i>	20
22.03.18	<i>Расчет и проектирование системы трубопроводов</i>	15
12.04.18	<i>Расчет и проектирование системы охлаждения газа</i>	15
26.04.18	<i>Выполнение части финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.05.18	<i>Выполнение части социальная ответственность</i>	10
24.05.18	<i>Проведение выводов о работе</i>	15
7.06.18	<i>Устранение недочетов в работе</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Е.Н.	К.Т.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя: 126 страниц, 15 рисунков, 28 таблиц, 34 источников, 4 чертежа.

Ключевые слова: дожимная компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газотурбинный двигатель, аппарат воздушного охлаждения, газовый фильтр-сепаратор, пылеуловитель, компримирование газа.

Объект исследования в выпускной квалификационной работе является дожимная компрессорная станция.

Цель работы: создание проектного документа «Проект дожимной компрессорной станции» с учетом прогнозируемого дебита скважин месторождения, газоперекачивающих агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения и других наземных сооружений, выполнять на основе запасов газа и действующей схемы установки подготовки газа и конденсата.

Задачи:

1. Определение стратегии развития дожимной компрессорной станции месторождения (в т.ч. обоснование расчетных вариантов) и основных технико-экономических показателей.
2. Определить необходимую мощность газоперекачивающих агрегатов и всех основных узлов (привод, компрессор) расчеты с обоснованием выбора.
3. Разработать оптимальную схему охлаждения газа аппаратами воздушного охлаждения.
4. Технико-экономический анализ проектного решения.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные элементы дожимной компрессорной станции, приведено описание каждого из них, рассмотрен способ проектирования и расчета ДКС.

Результатом проведенной работы является проект дожимной компрессорной станции. Рассмотрены процесс проектирования дожимной компрессорной станции согласно техническому (проектному) заданию.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, в программе SolidWorks, а также в графическом редакторе КОМПАС-3D.

Нормативные ссылки

В данной выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 27409-97. Нормирование шумовых характеристик стационарного оборудования.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

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

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.011-78 ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

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

ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 16350-82. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.

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

ГОСТ Р 51330.3-99. Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением р.

ГОСТ Р 51330.5-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.

ГОСТ Р 51330.9-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.

ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

ГОСТ 17.2.1.03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

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

ГОСТ Р 51364-99. Аппараты воздушного охлаждения, Общие технические условия.

РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

ОСТ 38.01163-78. Масло МС-8П авиационное. Технические условия.

ОСТ 51.40-93. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.

ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями).

СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. – с. 12.

СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы.

СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации.

СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

СП 10.13130.2009. Системы противопожарной защиты внутренний противопожарный водопровод требования пожарной безопасности.

СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

СН 433-71, ВНТП 01-81. Нормы технологического проектирования.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

Список сокращений

- АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла;
- АВР – автоматическое включение резерва;
- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- АКЗ – аппаратура контроля загазованности;
- АПК – антипомпажный клапан;
- БЗД – блок защиты двигателя;
- БВМФ – блок выносных маслофильтров;
- БС – блок силовой;
- БВП – блок приточной вентиляции;
- БУ – блок управления;
- БПТПГ – блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- ВТС – внутритрубный сепаратор;
- ВХ – воздушный холодильник;
- ВОУ – воздухоочистительное устройство;
- ГВТ – газовоздушный тракт;
- ГГ – газогенератор;
- ГПА – газоперегачивающий агрегат;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ГДХ – газодинамические характеристики;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- ДВК – дозривная концентрация;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КС – компрессорная станция;
- КЦ – компрессорный цех;
- КШТ – кожух шумотеплоизолирующий;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- МБ – бак для циркуляции масла;
- ОК – осевой компрессор;
- ПГ – пусковой газ;

ПВД – предельно-допустимый выброс;
ПУ – пылеуловитель;
ТГ – топливный газ;
РД – регулятор давления;
РПД – регулятор перепада давления;
САУ – система автоматического управления;
СТ – свободная турбина;
СИ – международная система единиц;
УТО – утилизационный теплообменник;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
ФС – фильтр-сепаратор;
ЦБН – центробежный нагнетатель;
ЦСГ – цех сепарации газа;
ЦСК – цех сбора конденсата;
ЦПТГ – цех подогрева топливного газа.

Определения

В данной выпускной квалификационной работе были использованы следующие термины с соответствующими определениями.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) – установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

Нагнетатель – гидравлическая машина, предназначенная для преобразования энергии внешнего источника (механической, электрической, химической и т.п) в энергию потока жидкости или газа (потенциальную и (или) кинетическую).

Газопровод – трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Газопровод магистральный – комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят односторонний газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газо-измерительные станции, станции охлаждения газа.

Газотранспортная система – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально- производственной подсистемы, единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газо-снабжения.

Сеть – это система трубопроводов, фасонных частей, проточных частей, и запорно-регулирующих устройств, предназначенных для целенаправленного перемещения рабочего агента.

Давление рабочее – устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода.

Мощность ДКС – сумма мощностей ГПА, установленных на ДКС, измеряемых на муфтах газовых компрессоров (нагнетателей).

Производительность газопровода – количество газа м³ транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц), при условиях по ГОСТ 2939.

Пропускная способность газопровода – расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме.

Дожимная компрессорная станция – комплекс сооружений, предназначенный для компримирования газа на трубопроводах месторождений.

Транспорт газа – технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

Цех компрессорный – составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

Рабочий агент – газовые или капельные жидкости (чистые и с примесями), перемещаемые нагнетателем.

Внутренние воздействия – случайные или закономерные изменения отдельных параметров системы, влекущие за собой изменение других параметров этой же системы.

Внешние воздействия – воздействия, не относящиеся к комплексу процессов и параметров, характеризующих состояние системы, и приводящие к выводу ее из состояния равновесия.

Сепаратор – аппарат, производящий разделение продукта на фракции с разными характеристиками.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) – это система теплообменного устройства, специализирующаяся на охлаждении жидкостей и газа.

Оглавление

Введение.....	17
1. Обзор литературы	18
2. Теоретические сведения о ДКС.....	20
2.1. Конструкция ДКС.....	23
2.2. Классификация компрессорных агрегатов	24
2.3. Классификация силовых агрегатов.....	31
2.4. Классификация АВО	35
2.5. Классификация сепараторов.....	37
2.6. Свойства газов.....	41
3. Расчетная и аналитическая часть	44
3.1. ДКС газоконденсатного месторождения	44
3.2. Прогноз разрабатываемого газоконденсатного месторождения.....	46
3.3. Параметры природного газа	47
3.4. Подбор основного оборудования компрессорного цеха ДКС	50
3.5. Расчет режима работы ДКС.....	55
3.6. Подбор пылеуловителей для ДКС	62
3.7. Подбор фильтр-сепараторов для ДКС.....	64
3.8. Подбор АВО для ДКС	65
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
4.1. Потенциальные потребители результатов исследования	79
4.2. Анализ конкурентных технических решений.....	80
4.3. SWOT-анализ.....	82
4.4. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	87
4.5. Планирование научно-исследовательских работ	88
4.6. Определение ресурсоэффективности проекта	99
5. Социальная ответственность при эксплуатации дожимной компрессорной станции.....	103
5.1. Производственная безопасность	104

5.2. Экологическая безопасность	113
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	119
Заключение	123
Список использованных источников.....	123

Введение

В настоящее время для бесперебойной транспортировки природного газа используется множество компрессорных станций различной конфигурации, в следствии ввода в эксплуатацию новых месторождений природного газа и газопроводов.

Развиваться компрессорные станции начали потому что транспортировка природного газа на большие расстояния в достаточном количестве, только за счет естественного пластового давления скважин, не является возможным из-за потерь давления на трение газа о стенки трубопровода.

Различают компрессорные станции (КС) которые дожимают транспортируемый природный газ и устанавливаются на магистральных трубопроводах и дожимные компрессорные станции (ДКС) которые дожимают добытый природный газ на месторождении.

На сегодняшний день для транспортировки природного газа по газопроводам используется около 260 компрессорных станций, а количество дожимных компрессорных станций, эксплуатируемых на месторождениях кратно больше. Поэтому актуальность вопроса разработки и проектирования КС и ДКС очень высока.

Во время проектирования новых агрегатов большое внимание уделяется мощности, экономичности, экологичности, и так же надежности этих установок.

В период эксплуатации данных станций, большие нагрузки испытывают силовые агрегаты и компрессорное оборудование. Расчет которых целесообразно делать как можно более детальным, с учетом максимально допустимого количества факторов влияющих на работу этих основных узлов, для максимально эффективного их применения.

Целью же данной выпускной квалификационной работы является проектирование дожимной компрессорной станции согласно техническому заданию, с учетом прогнозируемого дебита скважин и пластового давления месторождения.

1. Обзор литературы

В реальном мире 21 века, с данным развитием технологий, человечество не может существовать без использования такого типа энергетического сырья как газонефтепродукты. Они являются одними из самых эффективных энергетических ресурсов и все страны на территории которых имеются залежи данных природных ресурсов, разрабатывают их и занимаются добычей этих ресурсов. Российская Федерация не стала исключением, на территории РФ находится огромное количество запасов углеводородов, по статистике на 2016 год Российская федерация занимает 6 место в мире по запасам углеводородов.

Российская Федерация, являясь крупным поставщиком природного газа, транспортирует его как на внутренний рынок, так и на внешний, наращивая свои мощности, строительством новых КС и ДКС. [1].

Логично предполагать, что спрос на голубое топливо (природный газ) будет только увеличиваться в следствии того что, множество производителей используют его, как основное сырье для своей продукции.

Поэтому актуальность разработки более эффективных способов переработки, транспортировки и добычи углеводородов только растет из-за роста спроса на данный тип сырья. В связи с этим способы проектирования нового нефтегазо-перерабатывающего, добывающего и транспортирующего оборудования постоянно улучшаются из-за создания новых, более эффективных подходов к решениям данных проблем.

Для транспортировки газа от поставщика к потребителю по газопроводу, газ сжимают для обеспечения определенного расчетного давления. На магистральных трубопроводах эту задачу выполняют КС расположенные на расстоянии 100-150 км друг от друга, а на трубопроводах месторождений эту задачу выполняют ДКС сжимая природный газ поднимающийся со скважин. [2].

На КС и ДКС для этой цели используются различные газоперекачивающие агрегаты, такие как ЭГПА, ГТУ, поршневые установки.

ДКС и КС может состоять из нескольких компрессорных цехов (КЦ), а один КЦ может обслуживать одну нитку газопровода.

Для создания газопровод большой мощности и с высоким давлением требуются использование новейших силовых агрегатов. [3].

Перечисленные выше причины указываются на актуальность исследований проектирования ДКС и КС для повышения эффективности их эксплуатации.

Объектом моего исследования является ДКС, а именно проектирование дожимной компрессорной станции, способы и подходы к решению данного вопроса.

В состав ДКС могут входить следующие основные объекты:

- узел подключения ДКС к коллектору;
- ГПА с оборудованием, трубопроводами и системами, обеспечивающими эксплуатацию;
- система очистки газа и установки сбора продуктов очистки;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа и др.

2. Теоретические сведения о ДКС

Любая разработка газовых месторождений будет сопряжена с рядом особенностей, организации процесса.

При разработке месторождения выделяют три основных этапа: нарастающей, постоянной и падающей добычи.

Этап нарастающей добычи начинается еще на стадии разбуривания, разработки и обустройства месторождения. После окончания вышеперечисленных мероприятий месторождение выходит на режим работы установленный технико-экономическими расчетами, такой этап называется этап постоянной добычи. За это время эксплуатации месторождения изымается около $2/3$ всех запасов газа. Позже начинается этап падающей добычи, на данном этапе уровень добычи газа падает вследствие вывода из эксплуатации части скважин по причине их обводнения или уменьшения отдачи газа ниже уровня рентабельности. В таких условиях из месторождения дополнительно отбираются до 10% его запасов. При разработке средних и малых месторождений этапы нарастающей и постоянной добычи могут отсутствовать вовсе. [4].

Чаще всего при разработки нового месторождения, для транспортировки газа от скважины к узлу его подготовки, а затем далее к газопроводу, без использования компрессорного оборудования, пластового давления оказывается достаточно.

Но на всем протяжении процесса добычи пластовое давление постепенно снижается и уже на этапе постоянной добычи, а тем более этапе падающей добычи, можно столкнуться с проблемой, при которой текущего давления окажется недостаточно для его подачи в газопровод. [4].

Исходя из этого с технологической точки зрения, разработку месторождения делят на два этапа, если позволяет пластовое давление: бескомпрессорный и компрессорный. Различие двух этих этапов состоит в использовании компрессорных установок, для повышения давления добытого газа. Данные установки называют ДКС.

Их используют для решения следующих задач:

1. добыча низконапорного газа;
2. компримирование добытого природного газа;

3. поддержание заданных технологических параметров и выходного давления природного газа;
4. продувка, опрессовка и очистка, трубопроводов.

Важной составляющей всего процесса разработки месторождения является этап компрессорной разработки. Во время эксплуатации месторождения в компрессорном режиме извлекается порядка 20-30% общих запасов месторождения, что безусловно является вещественным количеством. Обычно в период бескомпрессорного этапа эксплуатации месторождения, извлекается 50-60% от общего запаса природного газа, если пластового давления достаточно для обеспечения технологических процессов обработки и транспортировки природного газа.

Оборудование для подготовки газа рассчитано на определенное давление, а также под определенным давлением газ должен подаваться в магистральный газопровод. При падении пластового давления ДКС обеспечивает постоянство выходного давления путем дополнительного его увеличения на необходимую величину. Все это делает дожимные станции одним из важнейших элементов газодобычи. [4].

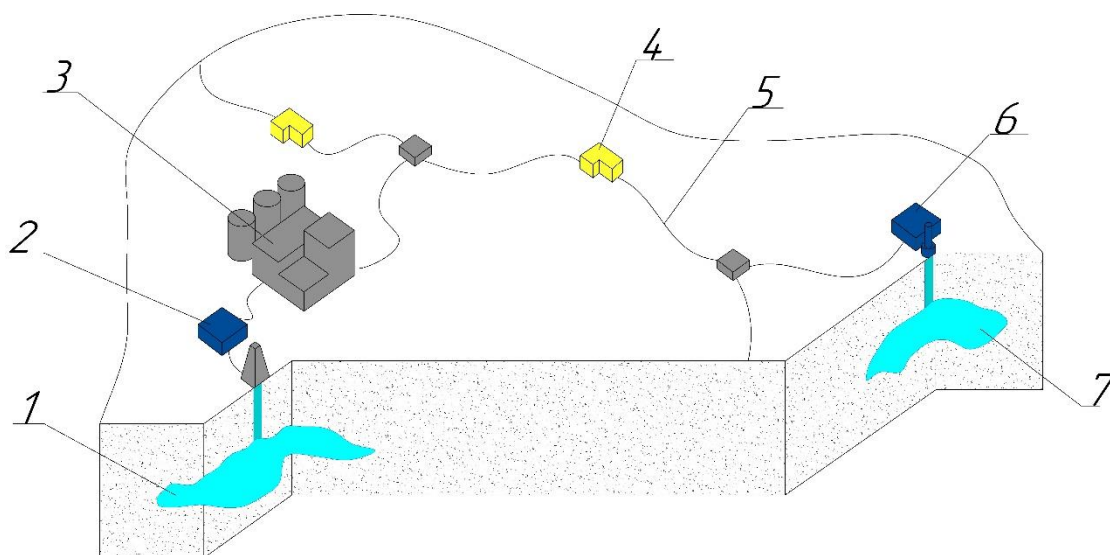


Рисунок 1-Установка дожимной компрессорной станции на газовом месторождении и на подземном хранилище:

1 – газовое месторождение; 2 – ДКС; 3 – газоперерабатывающий завод; 4 – линейная КС; 5 – магистральный газопровод; 6 – ДКС; 7 – подземное хранилище.

Так же ДКС могут устанавливаться на подземные хранилища газа, в этом случае их задача заключается в отборе и газа из хранилища и подаче его под необходимым давлением в трубопровод. Данная ДКС так же осуществляет и обратную операцию, закачивая газ в подземное хранилище из газопровода. Такие ДКС должны быть в состоянии создавать высокое давление газа на выходе, иначе доступный объем для хранения газа будет использоваться не рационально. Обычно подземные хранилища газа, размещаются в твердых горных породах, и позволяют хранить природный газ при высоком давлении от 0,8 до 1 МПа.

2.1. Конструкция ДКС

Все ДКС могут сильно отличаться по комплектации и конструкции, но несмотря на это, у них можно выделить ряд основных элементов: привод, компрессорный блок, АВО, сепараторы, вспомогательное оборудование.

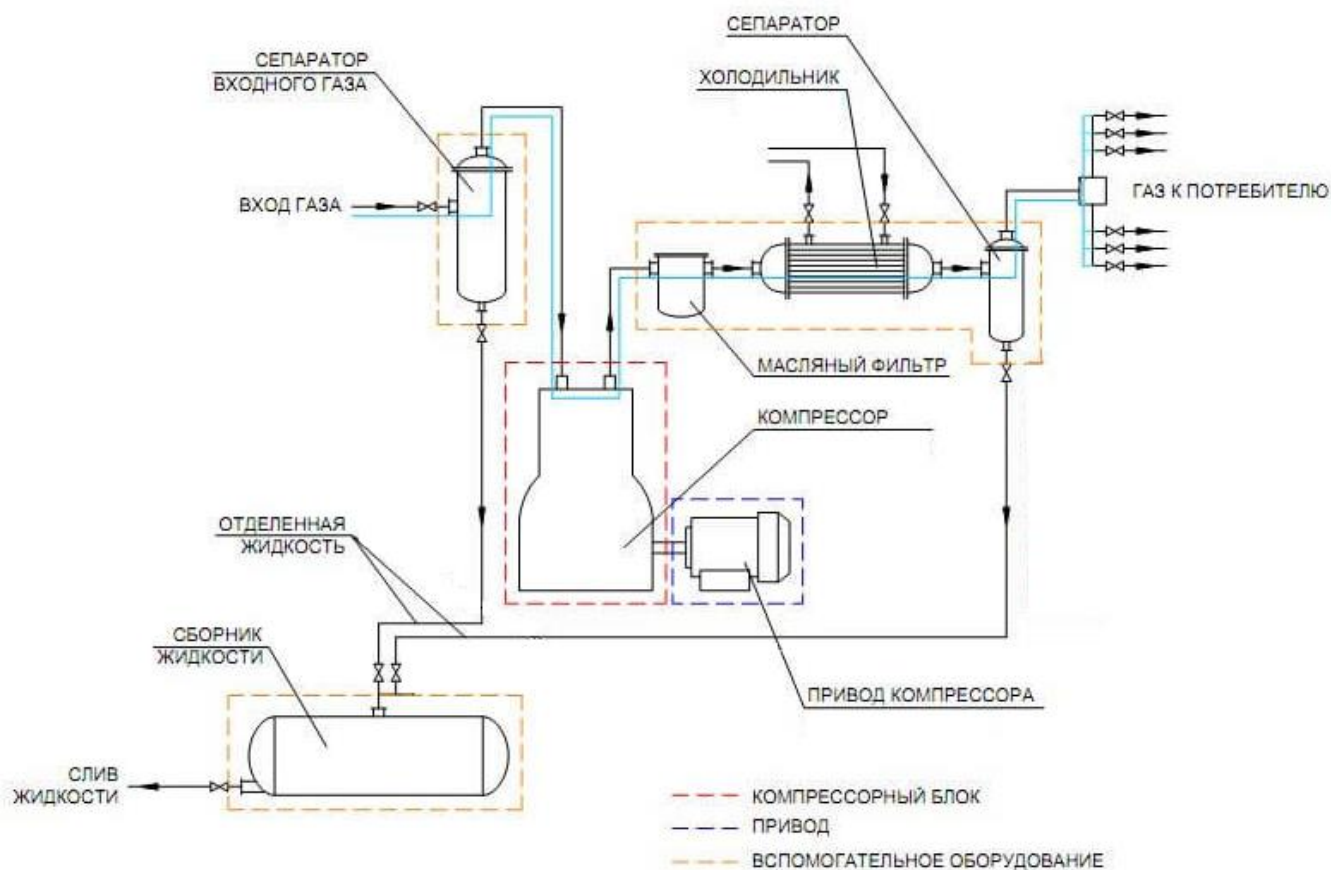


Рисунок 2 – Принципиальная конструкция дожимной компрессорной станции

Основным элементом ДКС является компрессор или группа компрессоров, работа которых заключается в увеличении давления проходящего природного газа. К компрессору присоединяется силовой агрегат или привод, который приводит его в действие.

Вспомогательным оборудованием является любое дополнительное устройство, которое необходимо для эффективной и корректной работы станции. Таким оборудованием может быть система охлаждения, набор КИПиА, система циркуляции смазывающего масла, и т.д. Когда ДКС оформляется в виде отдельного рабочего модуля, то в перечень дополнительно оборудования начинают входить такие вспомогательные системы как, освещение, отопление, вентиляция и т.п.

2.2. Классификация компрессорных агрегатов

Дожимные компрессорные станции (ДКС) являются одними из самых сложных агрегатов, которые выполняют задачу по перемещению и нагнетанию природного газа, а ключевым элементом ДКС является компрессорный блок. Основная классификация ДКС проходит в зависимости от применяемых компрессоров, которые обычно бывают следующих типов:

1. Поршневые.
2. Винтовые.
3. Центробежные.

1. Поршневые компрессоры

Самый первый тип компрессоров, который стали массово эксплуатировать, работает по принципу, входящий газ (1) набирается в цилиндр (3) через входной (всасывающий) клапан, и сжимается поршнем в цилиндре до необходимого давления и выходит через выходной (нагнетательный) клапан (2), рисунок 3.

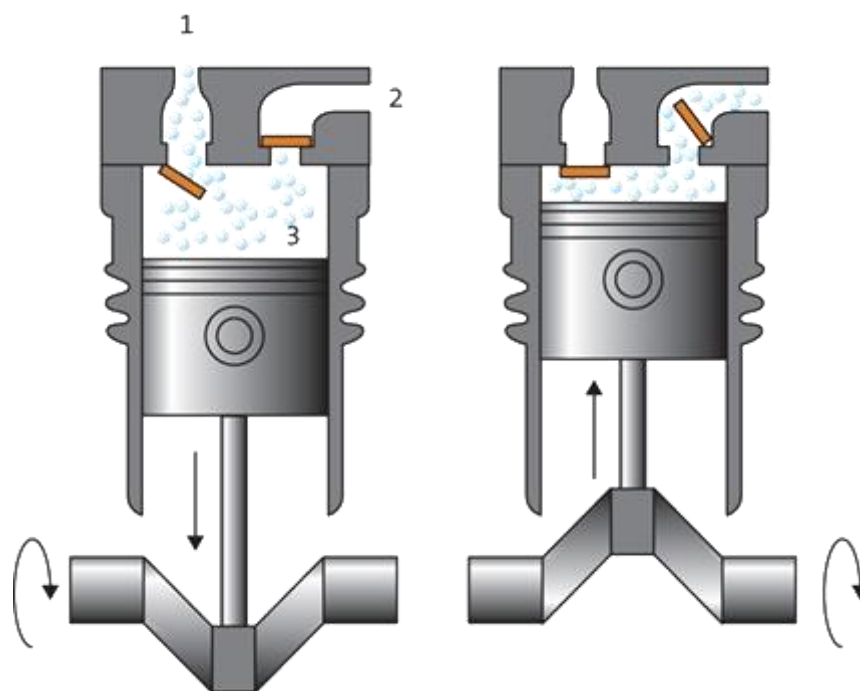


Рисунок 3 – Схема работы поршневого компрессора

Корпус поршневого компрессора изготавливают литьем, и он имеет специальные интегрированные нержавеющие патрубки, для обеспечения перехода газа на следующие этапы. Компрессор разрабатывается для решения конкретных диапазонов давлений, объёмов, и коэффициента сжатия газа.

Данный тип компрессоров характеризуется самой высокой эффективностью в расчётной точке, т.е. на расчётном режиме (по давлению, температуре, подаче) имеет самое низкое энергопотребление, но в то же время требует сравнительно больших трудозатрат на обслуживание, поскольку в нём имеются множество частей, совершающих поступательное движение, подверженных трению и знакопеременным нагрузкам. [5].

Основные компоненты поршневого компрессора:

- 1) корпус;
- 2) привод;
- 3) поршень в сборе;
- 4) головки цилиндров в сборе;
- 5) цилиндр высокого давления.

В настоящее время существуют множество поршневых компрессоров, оппозитные, с одним или несколькими цилиндрами, с одной или несколькими ступенями сжатия, с V, W-образным или с L-образным расположением цилиндров.



Рисунок 4 – ДКС с поршневым компрессором

Способы регулирования работы поршневых компрессоров:

- 1) дросселирование на входе в компрессор;
- 2) изменение объема мертвого пространства цилиндров;
- 3) присоединение дополнительной полости на части хода;
- 4) отжим всасывающих клапанов;

- 5) изменение хода поршня;
- 6) блокировка всасывающих каналов отдельных цилиндров или групп цилиндров;
- 7) изменение частоты вращения.

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- 1) высокая ремонтпригодность;
- 2) устойчивость к неблагоприятным воздействиям окружающей среды;
- 3) применения в пыльных производствах;
- 4) низкие энергозатраты;
- 5) возможность сжимать газы до высокого давления.

Недостатки:

- 1) высокий уровень шума;
- 2) вибрация;
- 3) необходим фундамент;
- 4) много трущихся поверхностей требующих особого внимания при обслуживании и эксплуатации.

Рабочие диапазоны:

Диапазон мощности: 500 - 7500 кВт;

Диапазон объёма: 150 - 10000 м³/ч;

Давление: 0,3 - 45 Мпа;

Скорость: 200 - 1800 об/мин;

Количество рядов: 2, 4, 6 и 8.

2. Винтовые компрессоры

Впервые в 1908 был зарегистрирован патент на винтовой компрессор.

В винтовых компрессорах сжатие среды происходит за счет двух сцепленных между собой роторов с винтовыми зубьями.

Основные компоненты винтового компрессора:

- 1) корпуса (цилиндра);
- 2) ведущего и ведомого роторов с зубчато-винтовыми лопастями.

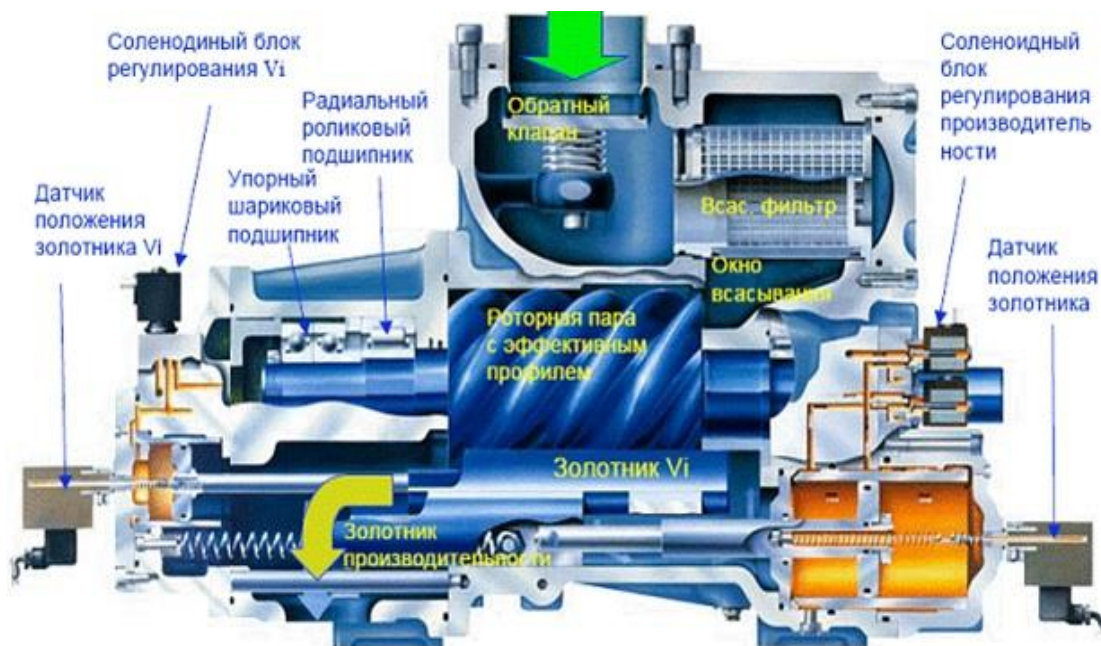


Рисунок 5 – Схема винтового компрессора

Винтовые компрессоры бывают безмаслянные и маслозаполненные.

В маслозаполненных винтовых компрессорах, масло постоянно впрыскивается в винтовой блок, для предотвращения металлического контакта между роторами. Так же помимо смазки винтового блока, масло уплотняет зазоры между роторами и корпусом, между роторами, а также отводит тепло.

Для очистки сжатой среды от масла, устанавливается маслоотделитель.

Главной особенностью винтовых компрессоров является фиксированная степень сжатия. Винтовые компрессоры идеально подходят для многоступенчатого сжатия.

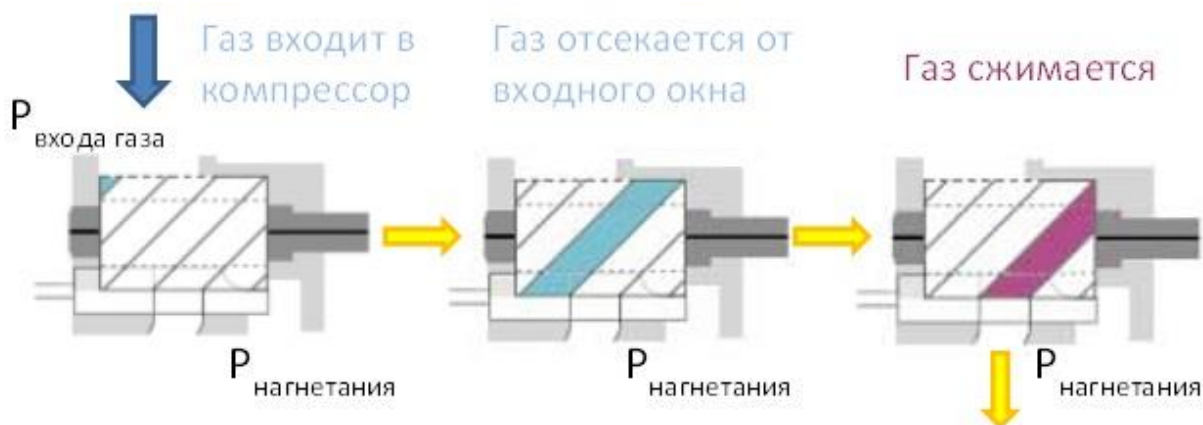


Рисунок 6 – Принцип работы винтового компрессора

Регулировка винтовых компрессоров:

Самым главным преимуществом этих компрессоров является плавное регулирование производительности. Регулировка осуществляется в широком диапазоне от 100% до 10%, достигается за счет регулировки золотниковых клапанов (ползунов).

При полной нагрузке эффективность винтовых компрессоров ниже, чем у поршневых и центробежных (из-за невозможности обеспечения точного совпадения внутренней и внешней степени сжатия). [6].

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- a) высокая степень сжатия;
- b) надежность в работе;
- c) не нужен специальный фундамент;
- d) отсутствие клапанов и трущихся деталей в полости сжатия, повышающее надежность;
- e) отсутствие механических преобразователей;
- f) возможность обрабатывать газы с различной молярной массой;
- g) возможность работать со средой, содержащую капельную жидкость;
- h) высокая энергоэффективность;
- i) не требует больших начальных вложений и малые капитальные вложения на ремонт;
- j) не свойственна вибрация;
- k) компактность;
- l) низкая стоимость;
- m) простота обслуживания;
- n) малые габаритные размеры и вес.

Недостатки:

- 1) содержание масла;
- 2) необходима масляная система с элементами охлаждения;
- 3) при малой загрузке компрессора на всасываемом участке существенно снижается КПД.

Винтовые компрессоры характеризуются отличными показателями энергосбережения, и низкими расходам на обслуживание.

Рабочие диапазоны:

Диапазон мощности: 100 - 3500 кВт;

Диапазон объема: 300 - 12000 м³/ч;

Давление: 0,4 - 6,3 Мпа;

Скорость: 500 - 3000 об/мин.

3) Центробежные компрессоры

Центробежный компрессор представляет собой многоступенчатый агрегат с внутренним зубчатым приводом, который приводится в действие двигателем. Каждая ступень сжатия состоит из рабочего колеса - импеллера, диффузора, и кожуха. Газ всасывается через входной фильтр и подается на первую ступень сжатия через входной регулирующий аппарат. Между всеми ступенями сжатия установлены промежуточные охладители. Компрессора могут работать на 2-х и даже 4-х ступенях сжатия как с горизонтальным или вертикальным разъемом корпуса. [7].

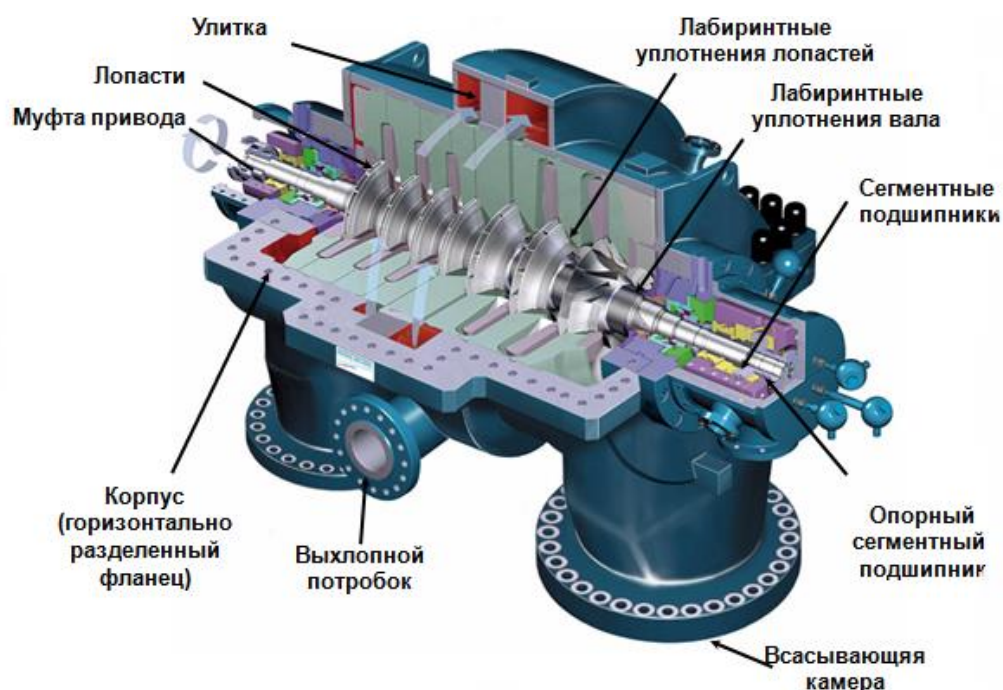


Рисунок 7 – Схема центробежного компрессора

Центробежные компрессоры применяются для получения больших объемов сжатия.

Виды центробежных компрессоров

По типу размещения ступеней центробежные компрессоры делятся на:

1. Одновальные.
2. Многовальные.

Методы регулирования центробежных компрессоров:

- 1) байпасирование потока газа – перепуск сжатого газа обратно на всасывание компрессора;
- 2) дросселирование потока газа на входе поворотной заслонкой;
- 3) закручивание потока газа на входе с помощью лопаточного входного направляющего аппарата (ВНА).
- 4) частотным преобразователем.

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- 1) полное отсутствие масла в рабочей полости и в сжимаемой среде;
- 2) бесконтактные газовые и масляные уплотнения;
- 3) нет необходимости в специальном фундаменте;
- 4) работа практически без пульсации;
- 5) меньше трущихся элементов;
- 6) длительный срок эксплуатации.

Недостатки:

- 1) низкий объемный КПД;
- 2) небольшой диапазон регулировки производительности до 60-80%;
- 3) ограниченная степень сжатия;
- 4) при уменьшении производительности высокая вероятность помпажа.

Рабочий диапазон:

Диапазон мощности: 500 - 35000 кВт;

Диапазон объема: 3000 - 1300000 м³/ч;

Давление: 0,3 - 350 МПа;

Скорость: 300 - 12000 об/мин.

2.3. Классификация силовых агрегатов

Следующей по важности классификацией дожимных компрессорных станций можно назвать тип используемого силового агрегата (привода). Чаще всего используются следующие виды приводов:

1. Газопоршневой.
2. Газотурбинный.
3. Электропривод.

1. Теоретические сведения о газопоршневых приводах

Газопоршневый двигатель представляет собой ДВС с системой внешнего образования топливно-воздушной смеси и искровым зажиганием. В качестве топлива использует природный газ и другие виды газового топлива, что обеспечивает экономичность, высокий ресурс работы и минимальный уровень шума. [19].

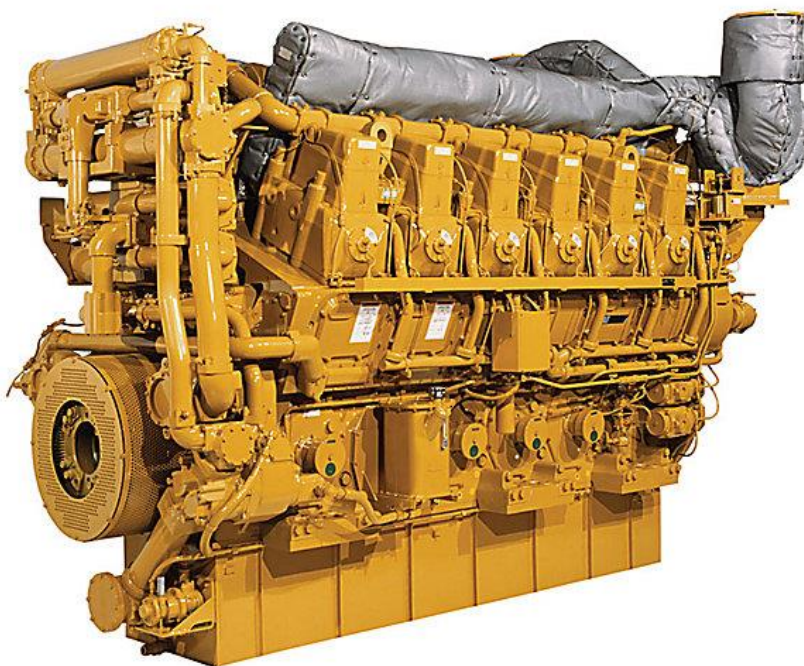


Рисунок 8 – Газопоршневой привод Caterpillar G3616

Принцип действия газопоршневого двигателя основан на сгорании топливовоздушной смеси и на энергии расширяющихся газов, которая преобразуется в поступательное движение поршней. Поступательно движение поршней с помощью кривошипно-шатунного механизма преобразуется во вращательное движение выходного вала двигателя.

Их мощность может достигать 6000 кВт и число цилиндров от четырех до двадцати: они обычно работают под наддувом. Коэффициент полезного действия находится в пределах от 32-40%. Максимальная мощность вращения меняется от 300 до 1200 об/мин. [8].

Преимущества и недостатки этих приводов такие же как у поршневых компрессоров. Они, кроме этого, имеют риск детонации в случаи плохой регулировки и изменения фракционного состава газа, поступающего из фонда скважин. [8].

2. Теоретические сведения о газотурбинных приводах

В газотурбинном приводе механическая энергия вырабатывается, с помощью турбины (рисунок 9 - 3) и передается компрессору или электрогенератору. В которой происходит расширение горячего газа, образующегося в камере сгорания (рисунок 9 - 2), куда подаются топливо и атмосферный воздух. Воздух засасывается с помощью компрессора (рисунок 9 - 1), поэтому для пуска газотурбинной установки требуется отдельный источник энергии (стартер). Данный вид приводов получил широкое распространение, поскольку не привязан к поставкам топлива извне и может работает на том же газе, который перекачивает ДКС, если состав газа пригоден для этого, а излишки вырабатываемой энергии могут идти на отопление и электроснабжение самой станции и близлежащих объектов. [4].

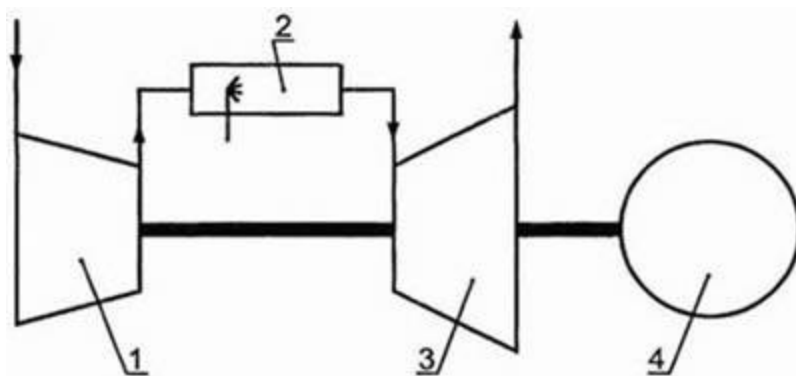


Рисунок 9 – Принципиальная схема работы ГТУ

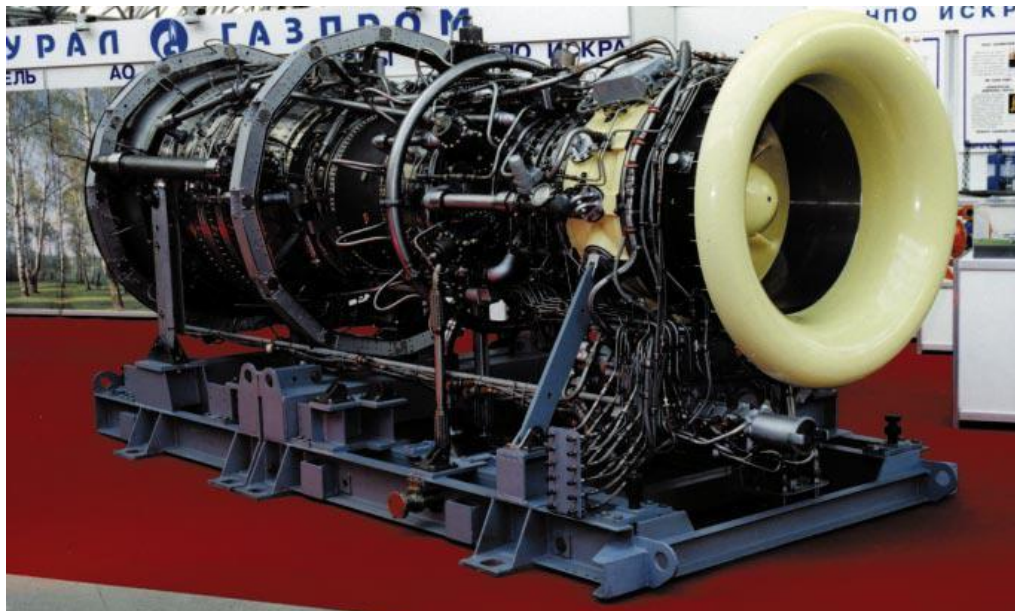


Рисунок 10 – Газотурбинный привод ГТУ-12П

Газовые турбины используются, в основном для привода центробежных и поршневых компрессоров.

Если ГТУ используются в качестве привода для центробежного компрессора, то между ГТУ и компрессором устанавливается помимо соединительных муфт, мультипликатор. Мультипликатор предназначен для повышения оборотов вала ГТУ-компрессор, если ГТУ не позволяет развить достаточное количество для эффективного режима работы.

Если ГТУ используется в качестве привода для поршневого компрессора, то между ГТУ и компрессором устанавливается помимо соединительных муфт, редуктор. Редуктор предназначен для понижения оборотов вала ГТУ-компрессор, если обороты ГТУ при рабочем режиме слишком высокие для эффективной работы поршневого компрессора.

Мощность ГТУ изменяется от 1000 до 50000 кВт, термический КПД от 16 до 36%. ГТУ может быть оборудована рекуператором тепла для нагрева воздуха, идущего на сгорание.

Преимущества и недостатки газовой турбины те же, что у центробежного компрессора:

преимущества: невысокая стоимость эксплуатации и обслуживания;

недостатки: невысокий коэффициент полезного действия, особенно при низкой нагрузке агрегата.

3. Теоретические сведения о электрических приводах

Электродвигатели для приводов компрессоров бывают переменного или постоянного тока, синхронные и асинхронные.



Рисунок 11 – Электрический привод SCHORCH

Асинхронные и синхронные электродвигатели вращаются с постоянной скоростью, зависимой только от частоты и числа полюсов мотора. Для варьирования скорости вращения к мотору подается изменяемая частота с помощью систем терристров. Пуск синхронного двигателя, имеющего нулевую пар вне скорости синхронизации, осуществляется путем пуска мотора в асинхронно режиме. [8].

Коэффициент полезного действия электропривода находится между 93-98% в зависимости от мощности.

ДКС с электроприводом, имеет ряд преимуществ перед газомоторными и газотурбинными приводами:

Преимущества:

- 1) высокий КПД, мало снижаемый нагрузкой;
- 2) низкий уровень шума;
- 3) незначительные загрязнения.

Недостатки:

- 1) необходимость электросети высокой мощности;
- 2) стоимость может быть повышена, если электричество будет использоваться во время пиковых нагрузок (E.D.F.).

2.4. Классификация АВО

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) широко используются в составе компрессорных станций для охлаждения природного газа после компримирования, а также в газо- и нефтеперерабатывающей промышленности. Большой производственный опыт эксплуатации АВО подтверждает высокую надежность и эффективность работы этих аппаратов. [9].

Транспортируемый природный газ охлаждают с целью повышения эффективности и надежности газопроводов.

При охлаждении газа:

- 1) производительность трубопровода увеличивается;
- 2) требуется меньшая мощность ГПА;
- 3) уменьшается скорость коррозии металла труб из-за снижения температуры газа;
- 4) повышается срок службы изоляционных покрытий трубопровода.

Коэффициенты теплопередачи аппаратов составляют 235-582 Вт/(м²К).

АВО в зависимости от назначения подразделяются на конденсаторы, охладители газа, охладители жидкости, маслоохладители.

Стандартные аппараты воздушного охлаждения в зависимости от конструкции и назначения принято обозначать следующим образом:

АВГ – горизонтальные;

АВЗ – с зигзагообразным расположением секций;

АВГ-Т – трехконтурные;

АВМ – для малых потоков;

АВШ – шатровые.

АВО обладает такими преимуществами:

- 1) сохранение чистоты охлаждаемых сред;
- 2) возможность установки практически в любых природных зонах;
- 3) невысокие эксплуатационные затраты;
- 4) экологичность.

АВО состоят из ряда трубчатых секций, расположенных различным образом вертикально, горизонтально, зигзагообразно или наклонно (рисунок 12). По трубам секций пропускают охлаждаемый газ. Охлаждающий воздух засасывается и продувается через трубчатые секции, охлаждаем тем самым газ, который находится в трубах.

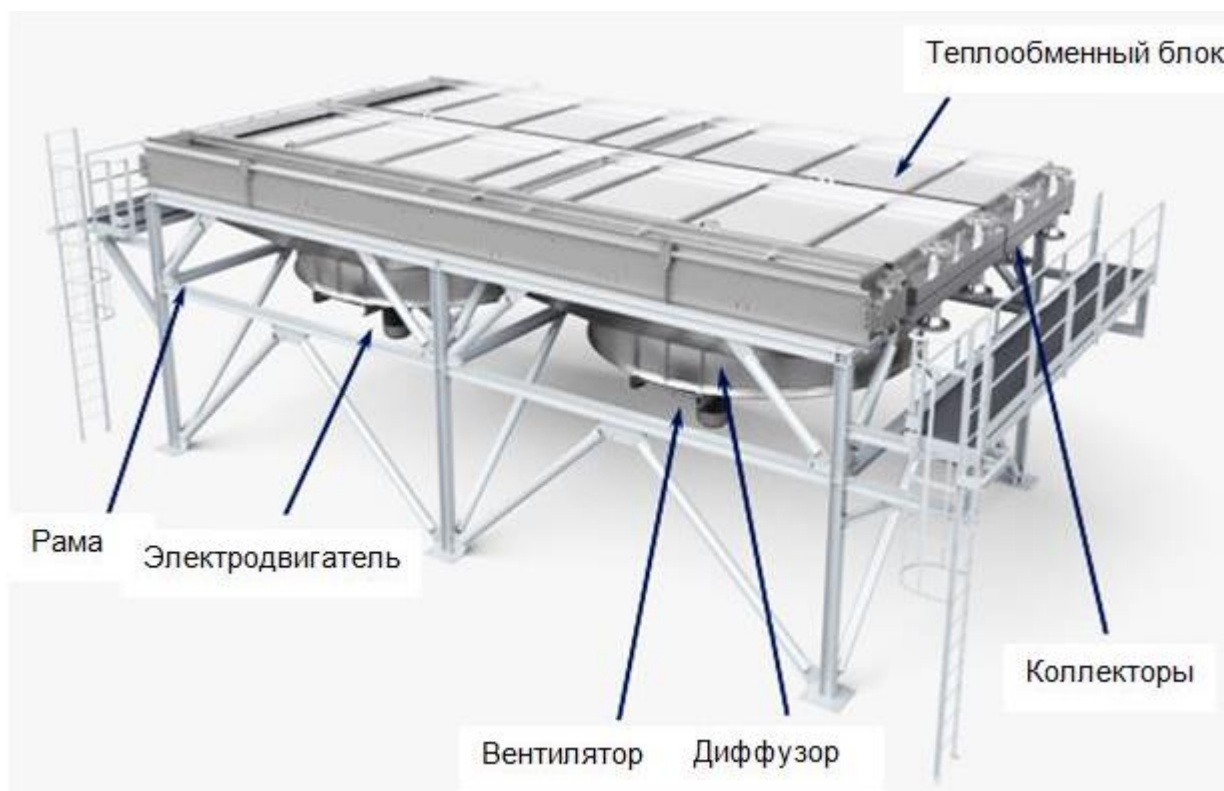


Рисунок 12 – Принципиальная конструкция АВО

Теплообменный блок состоит из секций, они в свою очередь представляют собой ряды труб 4, 6 или 8, которые расположены по вершинам равносторонних треугольников. Применяют трубы длиной от 1,5 до 12 м с внутренним диаметром 21 или 22 мм. [9].

Для подачи охлаждающего воздуха чаще всего применяются осевые вентиляторы пропеллерного типа с производительностью до 1,5 млн. м³/час.

Интенсификация процесса теплообмена может быть осуществлена за счет увеличения поверхности теплообмена, путем оребрения труб. Оребрения бывают поперечным и продольным. Наиболее эффективным является поперечное оребрение. [9].

2.5. Классификация сепараторов

Сепараторы являются обязательным элементом любой технологической схемы промышленной подготовки нефти и газа на нефтяных и газоконденсатных месторождениях, а также применяются в процессах переработки нефти, газа и газового конденсата. [10].

Сепараторы классифицируются по конструктивным признакам и функциональным (рисунок 13).

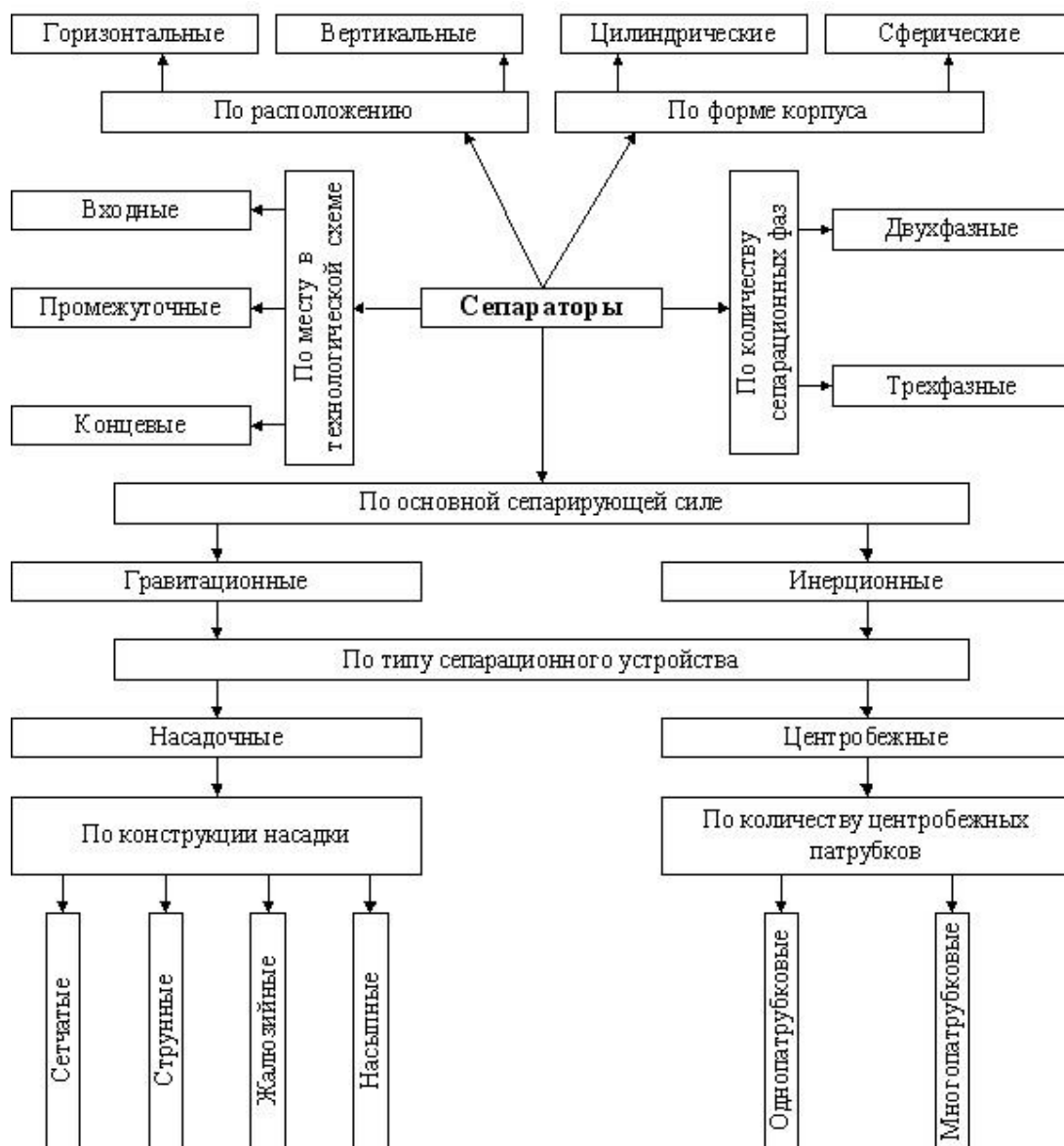


Рисунок 13 – Классификация сепараторов

Так же в зависимости от вида обрабатываемой среды они подразделяются на:

1. газовые (для отделения природного газа от капель и пленки конденсата, воды и твердых частиц).
2. газонефтяные (применяют для разделения нефти и нефтяного газа);

Несмотря на большое разнообразие конструкций сепараторов, их можно условно разделить на два класса в соответствии с физическими принципами разделения газожидкостных смесей: **гравитационные и инерционные**. [11].

Гравитационные сепараторы, представляют собой большие вертикальные или емкости, процесс разделение фаз в них происходит за счет гравитационных сил (сил тяжести). Однако для эффективного процесса сепарации только за счет сил тяжести, требуется длительное время, так как размеры капель, попадающих в сепаратор малы, в следствии этого размеры гравитационных сепараторов большие.

В инерционных сепараторах процесс разделение фаз осуществляется с помощью сил инерции при обтекании газожидкостной смесью различного типа препятствий – входных элементов, насадок, каплеотбойников (рисунок 14), или при закручивании потока в центробежных патрубках – циклонах.

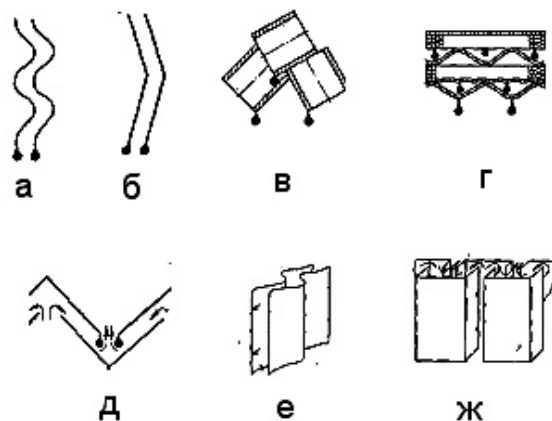


Рисунок 14 – Насадки и элементы сепаратора:

а, б – жалюзийные; в – кольца Рашига; г – сетчатые; д, ж – уголковые; з – входная перегородка, е - центробежное входное устройство.

Основные конструкции газосепараторов:

1. Газосепаратор с центробежными патрубками:

Аппарат предназначен для очистки природного газа от жидкости и механических примесей на входных, промежуточных и концевых ступенях сепарации установок осушки, низкотемпературной сепарации, переработки газа. [11].

Преимущества:

- 1) высокая эффективность очистки от жидкости в большом интервале изменения производительности и давления;
- 2) простота эксплуатации и конструкции;

- 3) низкое гидродинамическое сопротивление аппарата;
- 4) съемные легкозаменяемые центробежные элементы;

Характеристики газосепаратора:

- 1) содержания жидкости в газе на входе до, г/м³ 200;
- 2) отведение жидкости из концевых ступеней до, г/м³ до 0,02;
- 3) гидравлическое сопротивление, МПа до 0,015.

2. Газосепаратор тонкой отчистки газов:

Аппарат предназначен для высокоэффективной очистки газа от капельной жидкости и механических примесей. [11].

Преимущества:

- 1) высокая степень очистки от механических примесей и жидкости;
- 2) съемные центробежные и сепарационные элементы.

Характеристики газосепаратора:

- 1) отделение жидкости, не более, г/м³ 0,005-0,01;
- 2) отделение механических примесей, г/м³ 0,04;
- 3) содержание жидкости в газе на входе до, г/м³ 200;
- 4) гидравлическое сопротивление, МПа 0,03.

3. Газосепаратор сетчатый:

Аппарат предназначен для окончательной очистки природного и нефтяного попутного газа от жидкости (конденсата, ингибитора гидрато-образования, воды) в промышленных установках подготовки газа к транспорту на газо- и нефтеперерабатывающие заводы. [11].

Преимущества:

1. высокая эффективность очистки от жидкости в большом интервале изменения производительности и давлений;
2. простота эксплуатации и конструкции.

Характеристики газосепаратора:

1. отделение жидкости, не более, г/м³ 0,015;
2. содержание жидкости в газе на входе до, г/м³ 200;

3. гидравлическое сопротивление, МПа до 0,015;
4. диаметр, мм от 300 до 2400.

2.6. Свойства газов

Природный газ — смесь газов, образовавшаяся в недрах земли при анаэробном разложении органических веществ. [12].

Энергетическая и химическая ценность природного газа определяется содержанием в нём углеводородов. Очень часто в месторождениях он сопутствует нефти. Разница в составе природного и попутного нефтяного газа имеется. В последнем, как правило, больше сравнительно тяжёлых углеводородов, которые обязательно отделяются, прежде чем использовать газ. [13].

Существует три основных вида природного газа:

1. Сухой природный газ - это такой природный газ содержание метана, в котором более 97%.
2. Тощий газ. Так называют смесь газов, с низким содержанием тяжёлых углеводородов.
3. Жирный природный газ – такой газ содержит большое количество тяжёлых углеводородов и неорганических компонентов (азот, водород, гелий, аргон, углекислый газ, сероводород).

При расчетах компрессоров используют следующие св-ва:

- Отношение удельных теплоемкостей;
- Относительная плотность;
- Коэффициент сжимаемости.

Отношение удельных теплоёмкостей – это отношение теплоёмкости при постоянном давлении (C_p) к теплоёмкости при постоянном объёме (C_v).

Относительная плотность - это отношение молекулярной массы заданного газа к молекулярной массе сухого воздуха при стандартных условиях (20°C и 1,013 Бар). Относительная плотность сухого чистого природного газа принимается равной 0,65, если другое значение не задано. [14].

Коэффициент сжимаемости - это отношение объемов, которое показывает отклонение (как множитель) фактического объема от объема, который был определен с помощью объединенного газового закона. Если коэффициент сжимаемости применяется в уравнении объединенного газового закона, то это уравнение становится законом реального газа. [14].

$$P_1V_1/Z_1T_1 = P_2V_2/Z_2T_2; \quad (1)$$

Таблица 1 – Список наиболее часто встречаемых компонентов природного газа и их физические свойства

Компоненты	Формула	Молярная масса, г/моль	Критические параметры		Относительная плотность (воздух =1,0)	Коэффициент, К Cp/Cv
			температура	давление		
Метан	CH ₄	16	190	46	0.554	1.308
Этан	C ₂ H ₆	30	305	49	1.038	1.192
Пропан	C ₃ H ₈	44	369	42	1.523	1.131
n-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	58	425	38	2.007	1.097
i-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	58	408	36	2.007	1.097
n-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	72	469	34	2.491	1.076
i-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	72	460	34	2.491	1.078
Гексан	C ₆ H ₁₄	86	506	30	2.975	1.063
Двуокись углерода	CO ₂	44	304	74	1.519	1.293
Сероводород	H ₂ S	34	373	89	1.176	1.325
Азот	N ₂	28	126	34	0.967	1.400
Кислород	O ₂	32	154	50	1.105	1.346

Относительная плотность газовой смеси может быть рассчитана путем умножения процентного содержания каждого компонента газовой смеси на относительную плотность этого компонента и суммирования этих результатов. [15].

Необходимые условия:

- При проведении расчета компрессора используются основные газовые законы, а давление и температура должны быть представлены в а.е.

- Поток газа выражается в м³, при стандартных или нормальных условиях.

Стандартные условия 1 м³ газа - при 20°C и 1,013 Бар.

Нормальные условия 1 м³ газа - при 0°C и 1,013 Бар.

Абсолютное давление – это сумма атмосферного давления и манометрического давления, сокращенно "PSIA" (Фунт/дюйм², 1 атм=14,696 PSIA).

Абсолютная температура - это температура, отсчитываемая от абсолютного нуля. Значение абсолютной температуры T связано с температурой по шкале Цельсия t соотношением:

$$t = T - 273,15 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2)$$

Стандартный поток газа оценивается как метры кубические в час ($\text{м}^3/\text{ч}$) при стандартных условиях 1 атмосфера и 20°C . [16].

3. Расчетная и аналитическая часть

3.1. ДКС газоконденсатного месторождения

ДКС предназначена для повышения давления природного газа при его транспортировании по трубопроводу или осуществления необходимых технологических процессов, закачка газа в н.пласт, осуществления газлифта, подготовка газа компрессорным способом. [17].

Принцип работы ДКС:

Газ подается на узел подключения станции к газопроводу УП и поступает на вход в ДКС, после этого поступает на установку очистки газа УО, где очищается от механических примесей. Затем очищенный газ направляется в компрессорный цех КЦ, где происходит компримирование (сжатие газа). После сжатия в КЦ газ подается на установку охлаждения УХ, состоящую из параллельно соединенных аппаратов воздушного охлаждения АВО, затем через кран и узел подключения ДКС к газопроводу подается в магистраль (рисунок 15).

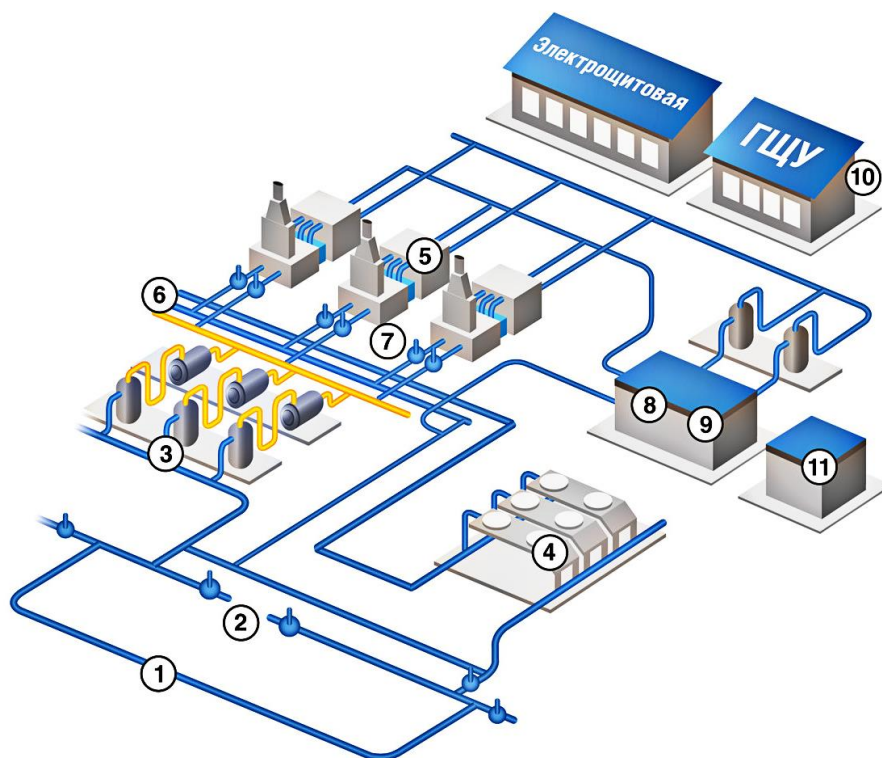


Рисунок 15 – Принципиальная схема ДКС:

1 – узел подключения ДКС к газопроводу; 2 – камеры запуска и приема очистного устройства; 3 – установка очистки технологического газа; 4 – установка охлаждения технологического газа; 5 – газоперекачивающие агрегаты; 6 – технологические трубопроводы обвязки ДКС; 7 – запорная арматура

трубопровода; 8 – УППиТГ; 9 – УПИГ; 10 – главный щит управления; 11 –
оборудования электрической защиты трубопровода.

Основные технические характеристики ДКС:

- 1) максимальная и минимальная производительность;
- 2) максимальное и минимальное давление газа на выходе;
- 3) минимальная и максимальная температура газа на выходе;
- 4) наличие паров масла на выходе из компрессорной установки;
- 5) допускаемые колебания выходного давления;
- 6) маневренность (снижение и повышение нагрузки и др.) должны полностью удовлетворять требованиям ГТУ;
- 7) характеристика природного газа на входе в ДКС.

3.2. Прогноз разрабатываемого газоконденсатного месторождения

Из таблицы 2 видно, что при разработке газоконденсатного месторождения в течении 10 лет происходит большое падение пластового давления, в следствии чего спроектированная ДКС может подвергаться технологической реконструкции для поддержания необходимых характеристики по добыче природного газа.

Проектирование ДКС которая потребует наименьшие затрат в модернизацию по истечении времени эксплуатации, из-за сильного падения пластового давления, проблема данного месторождения.

Так же если проанализировать прогнозируемое количество добычи природного газа в сутки, то можно сделать вывод, что центробежный компрессор либо поршневой будет наилучшем вариант в качестве компрессорной установки ГПА.

Но для таких объемов добычи, компрессору в качестве привода лучше всего будет использование ГТУ.

Таблица 2 – Прогноз разработки газоконденсатного месторождения

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Давление на входе в ДКС, кгс/см ²	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15
Прогноз добычи газа, млн.м ³	2 675	2 756	2782,3	3106,7	3064,7	2975,1	2834,5	2797,1	2663	2525	2448,6

3.3. Параметры природного газа

Определение состава, плотности, температуры и давления исходного газа - важнейшее условие для проектирования и успешной эксплуатации компрессорных установок. Точное соблюдение проектных параметров газа на нагнетании – основной критерий эффективности ДКС. [18].

В таблице 3 приведен состав и характеристики природного газа исследуемого газоконденсатного месторождения.

Таблица 3 – состав и характеристики природного газа

Состав газа (по объему), %								Относительная плотность по воздуху (при 20°C)	Удельная теплота сгорания (при 20°C) кДж/м ³
Метан, CH_4	Этан, C_2H_6	Пропан, C_3H_8	Бутан, C_4H_{10}	Пентан, C_5H_{12} +высш.	Двуок. Углер., CO_2	Азот, N_2	Сероводород, H_2S		
89,6	4,3	2,7	1,29	0,73	0,18	1,2	нет	0,674	39000

Принимаем среднегодовую температура природного газа 12°C.

Газовая постоянная:

$$R = \frac{286,8}{\Delta} = \frac{286,8}{0,674} = 425,51 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right). \quad (3)$$

Плотность транспортируемого газа:

$$\rho_z = 1,205 \cdot \Delta_\epsilon = 1,205 \cdot 0,674 = 0,812 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right). \quad (4)$$

где 1,205 – плотность воздуха при стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0,1013$ МПа).

Динамическая вязкость газа (η) определяется через приведенные значения давления ($P_{пр}$) и температуры ($T_{пр}$):

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}; \quad (5)$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}. \quad (6)$$

$P_{кр}$, P - давления, при которых определяются свойства и критическое давление газа:

$$P_{кр} = 0,1792 \cdot (26,726 - \rho_{ст}); \quad (7)$$

$$P_{KP} = 0,1792 \cdot (26,726 - 0,812) = 4,644 \text{ (МПа)}.$$

$T_{кр}$, T - температуры, при которых определяются свойства и критическая температура газа:

$$T_{KP} = 154,76 \cdot (0,612 + \rho_{CT}); \quad (8)$$

$$T_{KP} = 154,76 \cdot (0,612 + 0,812) = 220,378 \text{ (K)}.$$

Полученные значения подставляем в (5) и (6):

$$P_{ПП} = \frac{6,37}{4,644} = 1,37 \text{ (МПа)};$$

$$T_{ПП} = \frac{(273 + 12)}{220,378} = 1,29 \text{ (K)}.$$

Теперь можем рассчитать динамическую вязкость природного газа:

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + \rho_{CT}(1,1 - \rho_{CT})][0,037 + T_{ПП}(1 - 0,104T_{ПП})][1 + \frac{P_{ПП}^2}{30(T_{ПП} - 1)}]; \quad (9)$$

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + 0,812(1,1 - 0,812)][0,037 + 1,29(1 - 0,104 \cdot 1,29)] \times \\ \times [1 + \frac{1,37^2}{30(1,29 - 1)}] = 8,82 \cdot 10^{-6} \text{ (Па} \cdot \text{с)};$$

Определяем коэффициент сжимаемости газа:

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{ПП}}{\tau}. \quad (10)$$

Вычислим τ :

$$\tau = 1 - 1,68T_{ПП} + 0,78T_{ПП}^2 + 0,0107T_{ПП}^3;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,29 + 0,78 \cdot (1,29^2) + 0,0107 \cdot (1,29^3) = 0,1537.$$

Подставим в (10):

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{ПП}}{\tau} = 1 - 0,0241 \frac{1,37}{0,1537} = 0,785.$$

Расчетная производительность ДКС:

$$Q = \frac{Q_{зод}}{365 \cdot K_H^0}; \quad (11)$$

где:

$Q_{год}$ - годовая производительность ДКС при стандартных условиях. Берем значение из таблицы 2, максимальную прогнозируемую добычу газа.

K_n^o – коэффициент пропускной способности газопровода;

$$K_n^o = K_{pc} \cdot K_{эм} \cdot K_{н.д}^o; \quad (12)$$

где:

K_{pc} , $K_{эм}$ – коэффициенты, учитывающие запас пропускной способности газопровода в периоды повышенного спроса на газ и в периоды экстремального повышения температур, $K_{pc}=0,97$, $K_{эм}=0,98$;

$K_{н.д}^o$ – коэффициент учитывающий запас пропускной способности газопровода в случаях аварийных отказов газопроводов и ДКС, $K_{н.д}^o=0,99$.

Вычислим K_n^o :

$$K_n^o = K_{pc} \cdot K_{эм} \cdot K_{н.д}^o = 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 0,94;$$

тогда

$$Q = \frac{Q_{год}}{365 \cdot K_n^o} = \frac{3106,7}{365 \cdot 0,94} = 9,05 \left(\frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}} \right).$$

3.4. Подбор основного оборудования компрессорного цеха ДКС

Основным оборудованием ДКС является компрессорные агрегаты и приводящие их в действие двигатели (силовые агрегаты). Каждый тип компрессорных агрегатов имеет свою область рационального использования исходя из суточной производительности.

При рассчитанной рабочей производительности, можем сделать вывод, что наиболее подходящим типом компрессорных машин являются центробежные агрегаты либо поршневые.

Находим оптимальный вариант нагнетателей, которые будут удовлетворять условию:

$$\frac{Q_{ДКС}}{Q} = n; \quad (13)$$

где:

$Q_{ДКС}$ - производительность ДКС;

Q - производительность нагнетателя;

n - количество групп в интервале ($2 \div 6$).

Для ГПА с центробежными нагнетателями важным условием в расчетах режима работы агрегатов является политропический к.п.д. нагнетателей, который не должен быть ниже 0,8.

Назначаем ГПА-4РМП 6ПК32 и ГПА 6,3РМ 2-218 41,5-56М1.

Таблица 4 – Характеристики ГПА и нагнетателя

Тип ГПА	Тип нагнетателя	Мощность потребляемая нагнетателем, Мвт	КПД политропный на номинальном режиме	Производительность, отнесенная к 20°С и 0,1013 Мпа, млн.м ³ /сутки	Конечное давление газа на выходе из нагнетательного патрубка, абсолютное, Мпа	Степень сжатия
ГПА-4РМП	6ПК32	3,8	0,87	4,533	7,55	2,19
ГПА 6,3РМ	41,5-56М1	5,985	0,84	14,1	7,5	1,7

Рассчитаем сможет ли данный (ГПА-4РМП 6ПК32) пропустить через себя необходимое количество газа, подставляем в формулу (13):

$$\frac{9,05}{4,533} = 1,99.$$

Для обеспечения необходимой производительности нужно использовать две группы ГПА-4РМП 6ПК32.

Узнаем какое количество газа будет проходить через одну группу:

$$\frac{9,05}{2} = 4,525 \left(\frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}} \right).$$

Рассчитаем рабочую зону:

$$4,533 \cdot 0,87 = 3,944;$$

$$4,533 \cdot 1,15 = 5,213.$$

ГПА-4РМП 6ПК32 может пропустить через себя требуемое количество газа.

Аналогично применяем для другого ГПА 6,3РМ 41,5-56М1.

$$\frac{9,05}{14,1} = 0,64.$$

Достаточно будет одной группы для обеспечения необходимой производительности.

Рассчитаем рабочую зону:

$$14,1 \cdot 0,84 = 11,844;$$

$$14,1 \cdot 1,15 = 16,215.$$

ГПА 6,3РМ 41,5-56М1 может пропустить через себя требуемое количество газа.

Таблица 5 – Характеристики ГПА.

Тип ГПА	Тип Компрессора	Подача млн.м ³ /сут	Кол-во газа проход. через одну группу, млн.м ³ /сут	Количество групп	Рабочая зона нагнетателя, млн.м ³ /сут
ГПА-4РМП	6ПК32	4,533	4,525	1,99=2	3,944÷5,213
ГПА 6,3РМ	41,5-56М1	14,1	9,05	1	11,844÷16,215

В итоге образовалось два варианта, из которых нужно выбрать более экономичный.

Для каждого варианта определяем число резервных машин, степень сжатия ДКС (ε) и удельные приведенные расходы по станции с учетом типа привода (C_k). На основе значений ε и C_k рассчитывается комплекс:

$$\chi = C_k \cdot \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1}. \quad (14)$$

Совокупные затраты на одну ДКС - C_k в общем случае могут рассчитываться по формуле:

$$C_k = \mathcal{E} + E \cdot K; \quad (15)$$

где:

\mathcal{E} – эксплуатационные расходы на ДКС, тыс.руб/год;

K – капиталовложения в ДКС, тыс. руб;

E – коэффициент, обратный сроку окупаемости капиталовложений, для объектов транспорта, хранения нефти и газа, $E=0,15$, год⁻¹.

Эксплуатационные расходы на станции:

$$\mathcal{E} = n \cdot a_{\varepsilon} + n_p \cdot b_{\varepsilon} + c_{\varepsilon}. \quad (16)$$

Капиталовложения в ДКС:

$$K = (n + n_p) \cdot a_k + b_k; \quad (17)$$

где:

n, n_p – число рабочих и резервных ГПА на станции;

$a_{\varepsilon}, b_{\varepsilon}, c_{\varepsilon}, a_k, b_k$ – коэффициенты затрат на ГПА, другие объекты ДКС;

Рассчитаем для ГПА-4РМП 6ПК32:

- давление нагнетания $P_n=7,55$ МПа;

- давление на входе $P_e=6,37$ МПа;

Рассчитываем значение комплекса χ :

$$a_{\varepsilon}=489; b_{\varepsilon}=128; c_{\varepsilon}=374; a_k=1189; b_k=5021.$$

Количество рабочих агрегатов $n=2$, а резервных агрегатов $n_p=1$.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 489 + 1 \cdot 128 + 374 = 1408 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right);$$

$$K = (2 + 1) \cdot 1189 + 5021 = 8588 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right);$$

$$C_k = 1408 + 0,15 \cdot 8588 = 2696,2 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right).$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_e} = \frac{7,55}{6,37} = 1,18;$$

$$\chi = 2696,2 \cdot \frac{1,18^2}{1,18^2 - 1} = 9567,25 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right).$$

Аналогично рассчитаем для ГПА 6,3РМ 41,5-56М1:

- давление нагнетания $P_n=7,5$ МПа;

- давление на входе $P_e=6,37$ МПа;

Рассчитываем значение комплекса χ :

$$a_3=518; b_3=123; c_3=341; a_k=1396; b_k=3521.$$

Количество рабочих агрегатов $n=1$, а резервных агрегатов $n_p=1$.

$$\mathcal{E} = 1 \cdot 518 + 1 \cdot 123 + 341 = 982 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right);$$

$$K = (1 + 1) \cdot 1396 + 3521 = 6313 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right);$$

$$C_k = 982 + 0,15 \cdot 6313 = 1928,95 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right).$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_e} = \frac{7,5}{6,37} = 1,17;$$

$$\chi = 1928,95 \cdot \frac{1,17^2}{1,17^2 - 1} = 7157,87 \left(\frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}} \right).$$

Сравним получившиеся экономические характеристики комплексов.

Таблица 6 – Сравнение комплекса затрат χ

Тип ГПА	Комплекс χ
ГПА-4РМП 6ПК32	9567,25
ГПА 6,3РМ 41,5-56М1	7157,87

Сравнив значения комплексов χ , останавливаем свой выбор на марке ГПА 6,3РМ 41,5-56М1, как на наиболее экономически целесообразном варианте.

Полные технические характеристики ГПА 6,3PM 41,5-56M1:

- суточная подача газа:

$$Q_{сут} = 14,1 \text{ млн. м}^3 / \text{сут};$$

- давление нагнетания:

$$P_n = 7,5 \text{ МПа};$$

- давление на входе:

$$P_в = 6,37 \text{ МПа};$$

- степень сжатия:

$$\varepsilon = 1,17;$$

- номинальная мощность привода:

$$N = 6,30 \text{ МВт};$$

- коэффициент полезного действия:

$$\eta = 0,28;$$

- частота вращения ротора:

$$n_H = 8200 \text{ об/мин}, \quad n_{min} = 6650 \text{ об/мин}, \quad n_{max} = 8500 \text{ об/мин};$$

- расход топливного газа $0,403 \text{ м}^3 / \text{кВт.ч}$, давление $P = 0,6 \text{ МПа}$;

- расход пускового газа $1,12 \text{ м}^3 / \text{кВт.ч}$, давление $P = 1,8 \text{ МПа}$.

3.5. Расчет режима работы ДКС

Расчет режима работы ДКС заключается в определении мощности N , потребляемой нагнетателем, и мощности N_e^p , развиваемой приводящим его двигателем в нашем случае ГТУ.

Возможность транспорта газа в необходимом для нас количестве существует при соблюдении неравенства:

$$N \leq N_e^p. \quad (18)$$

Экономичность ДКС с центробежными нагнетателями будет оптимальна при следующих условиях:

$$\eta_{пол} > 0,8; 0,9 \cdot N_e^p \leq N \leq N_e^p \text{ при } T_a > 273K; \quad (19)$$

$$\eta_{пол} > 0,8; 0,85 \cdot N_e^p \leq N \leq N_e^p \text{ при } T_a < 273K; \quad (20)$$

Расчет располагаемой мощности ГТУ:

Располагаемая мощность ГТУ, приводящей в действие центробежный нагнетатель, зависит от условий работы установки и может быть рассчитана по формуле:

$$N_e^p = N_e^h \cdot K_n \cdot K_{об} \cdot K_y \left(1 - K_t \frac{T_3 - T_3^h}{T_3} \right) \frac{P_a}{0,1013}; \quad (21)$$

где:

N_e^h – номинальная мощность ГТУ, $N_e^h = 6,3$ МВт;

K_n – коэффициент, учитывающий техническое состояние ГТУ, $K_n = 0,95$;

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха, $K_t = 2,8$;

$K_{об}$ – коэффициент, учитывающий влияние противообледенительной системы, $K_{об} = 1$;

K_y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла выхлопных газов, $K_y = 0,985$;

P_a – расчетное давление наружного воздуха ($P_a = 0,098$ МПа);

T_a – средняя температура наружного воздуха, 273,8 К;

δT_a - поправка на изменчивость климатических параметров и местный подогрев наружного воздуха на входе ГТУ, $\delta T_a=6,5$ К;

T_3 и T_3^H - расчетная и номинальная температура воздуха на входе ГТУ,
 $T_3^H = 286$;

$$T_3 = T_a + \delta T_a = 273,8 + 6,5 = 280,3 \text{ К}. \quad (22)$$

Тогда располагаемая мощность ГТУ равна, подставляем в (21):

$$N_e^p = 6,3 \cdot 0,95 \cdot 1,0 \cdot 0,985 \left(1 - 2,8 \frac{280,3 - 286}{280,3} \right) \frac{0,098}{0,1013} = 6,03 \text{ МВт}.$$

Расчет режима работы нагнетателя:

1. Определение параметров газа на входе в нагнетатель

Необходимыми для нас параметрами газа на входе в нагнетатель являются давления газа и температура газа, которые рассчитываются как:

$$T_6 = T_{6x} = T_p = 285 \text{ К}; \quad (23)$$

$$P_6 = P_{6x} - \Delta P_{6x} = 6,37 - 0,12 = 6,25 \text{ МПа}; \quad (24)$$

где:

T_6 и T_{6x} – температура газа на входе в нагнетатель и ДКС, К;

P_6 и P_{6x} - давление газа на входе нагнетателей и ДКС, МПа;

ΔP_{6x} - потери давления в технологических коммуникациях ДКС, МПа.

2. Характеристики газа на входе в нагнетатель

- газовая постоянная, плотность газа при нормальных условиях:

$$R = 425,51 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad \rho_2 = 0,812 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- плотность газа при условиях всасывания, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_6 = \frac{P_6}{ZRT_6} = \frac{6,25 \cdot 10^6}{0,785 \cdot 425,51 \cdot 285} = 65,65 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (25)$$

где:

Z - коэффициент сжимаемости газа при условиях всасывания.

3. Определение объемной производительности нагнетателя

$$Q_v = \frac{Q \cdot \rho_n}{1440 \rho_g}; \quad (26)$$

$$Q = \frac{Q_{ДКС}}{K} = \frac{9,05}{1} = 9,05 \text{ млн. м}^3 / \text{сут};$$

где:

Q - производительность нагнетателя, $\text{м}^3 / \text{сут}$;

$Q_{ДКС}$ - производительность ДКС в $\text{млн. м}^3 / \text{сут}$;

K - количество параллельно работающих нагнетателей.

$$Q_v = \frac{9,05 \cdot 10^6 \cdot 0,812}{1440 \cdot 65,65} = 77,7 \text{ м}^3 / \text{мин}.$$

4. Интервал изменения числа оборотов ротора нагнетателя

1) из условия экономичности работы нагнетателя:

$$n_{\min} \div n_{\max} = n_n \frac{Q_v}{Q_{np \max} \div Q_{np \min}}; \quad (27)$$

$$n_{\max} = n_n \cdot \frac{Q_v}{Q_{np \min}} = 8200 \cdot \frac{77,7}{55} = 11584,36 \text{ об} / \text{мин};$$

$$n_{\min} = n_n \cdot \frac{Q_v}{Q_{np \max}} = 8200 \cdot \frac{77,7}{120} = 5309,5 \text{ об} / \text{мин}.$$

где:

n_n - номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин;

$Q_{np \min}$ и $Q_{np \max}$ - минимальное и максимальное значения Q_{np} , соответствующие зоне приведенной характеристики $\eta_{пол} \geq 0,8$;

На основании проведенных расчетов допустимый интервал оборотов ротора нагнетателя: $[5309,5 \div 11584,36] \text{ об} / \text{мин}$.

2) из условия соблюдения правил технической эксплуатации ГТУ нагнетателя:

$$n_{\min} \div n_{\max} = i(n_{T\min} \div n_{T\max}); \quad (28)$$

$$i = \frac{n_{н.нагн.}}{n_{н.турб.}} = \frac{8200}{8200} = 1; \quad (29)$$

$$n_{\max} = 1 \cdot 8500 = 8500 \text{ об/мин};$$

$$n_{\min} = 1 \cdot 6650 = 6650 \text{ об/мин}.$$

На основании произведенных расчетов допустимый интервал оборотов нагнетателя: $[6650 \div 8500] \text{ об/мин}$.

где:

$n_{T\min}$ и $n_{T\max}$ - минимально и максимально допустимые значения частоты вращения вала силовой турбины;

i - передаточное число редуктора, соединяющего вал силовой турбины с валом нагнетателя.

5. Необходимая частота вращения ротора нагнетателя

Для обеспечения компрессору необходимых оптимальных условий работы, частота вращения его ротора должна быть равна или близка $n_n=8200$. Однако n должно находиться в интервале, одновременно удовлетворяющему допустимым интервалам изменения n , определенными выше.

Исходя из этого принимаем необходимую частоту вращения ротора нагнетателя:

$$n = n_n = 8200 \text{ об/мин}.$$

6. Расчет приведенной производительности нагнетателя

$$Q_{np} = Q_v \frac{n_n}{n} = 77,7 \cdot \frac{8200}{8200} = 77,7 \text{ м}^3/\text{мин}. \quad (30)$$

7. Расчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя

$$\left(\frac{n_n}{n}\right)_{np} = \frac{n_n}{n} \sqrt{\frac{Z_{np} R_{np} T_{np}}{Z R T_\epsilon}} = \frac{8200}{8200} \cdot \sqrt{\frac{0,85 \cdot 488 \cdot 286}{0,785 \cdot 425,51 \cdot 285}} = 1,116; \quad (31)$$

где:

Z_{np}, R_{np}, T_{np} - параметры газа с приведенной характеристикой.

8. Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа

Нагнетатель будет работать в беспомпажном режиме если соблюдается неравенство:

$$\frac{Q_{np}}{\bar{Q}_{np}} \geq 1,1; \quad (32)$$

где:

\bar{Q}_{np} - значение Q_{np} из приведенной характеристики, соответствующее максимуму зависимости $\epsilon - Q_{np}$ для рассматриваемого значения $(n/n_n)_{np}$, а при отсутствии максимума у зависимости $\epsilon - Q_{np}$ - минимальному значению Q_{np} из приведенной характеристики. [20].

$$\frac{Q_{np}}{\bar{Q}_{np}} = \frac{77,7}{55} = 1,41 \geq 1,1.$$

Исходя из этого нагнетателю гарантируется беспомпажная работа.

Относительная приведенная внутренняя мощность нагнетателя $(Ni/\rho_n)_{np}$ и степень сжатия в нагнетателе ϵ по приведенной характеристике нагнетателя:

$$\epsilon = 1,25;$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{np} = 102,43 \text{ кВт} / \text{кг} \cdot \text{м}^3.$$

9. Расчет мощности, потребляемой нагнетателем

$$Ni = \left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{np} \cdot \rho_n \left(\frac{n_n}{n}\right)_{np}^3 = 102,43 \cdot 65,65 \cdot 1,116^3 = 9,325 \text{ МВт}. \quad (33)$$

10. Определение потребной мощности для привода нагнетателя

$$N = \frac{Ni}{0,95\eta_M} = \frac{9,325}{0,95 \cdot 0,975} = 10,067 \text{ МВт}; \quad (34)$$

где:

η_M - механический к.п.д. нагнетателя и редуктора.

Проверяем на соответствие условию (20):

$$\eta_{пол} > 0,8; 0,85 \cdot N_e^p \leq N \leq N_e^p \text{ при } T_a < 273\text{К};$$

$$10,067 \text{ МВт} \geq 6,05 \text{ МВт}.$$

Необходимое условие не выполняется, значит нужно снижать обороты нагнетателя и устанавливать редуктор. Тогда принимаем $n_n = 6800 \text{ об/мин}$.

- Перерасчет приведенной производительности нагнетателя

$$Q_{np} = Q_v \frac{n_n}{n} = 77,7 \cdot \frac{6800}{8200} = 64,43 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

- Перерасчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя

$$\left(\frac{n_n}{n} \right)_{np} = \frac{n_n}{n} \sqrt{\frac{Z_{np} R_{np} T_{np}}{Z R T_e}} = \frac{6800}{8200} \cdot \sqrt{\frac{0,85 \cdot 488 \cdot 286}{0,785 \cdot 425,51 \cdot 285}} = 0,886.$$

- Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа

$$\frac{Q_{np}}{Q} = \frac{64,43}{55} = 1,2 \geq 1,1.$$

Исходя из расчета нагнетателю гарантируется беспомпажная работа.

Относительная приведенная внутренняя мощность нагнетателя $(Ni/\rho_n)_{np}$ и степень сжатия в нагнетателе ε по приведенной характеристике нагнетателя:

$$\varepsilon = 1,2;$$

$$\left(\frac{Ni}{\rho_n} \right)_{np} = 109,72 \text{ кВт} \cdot \text{м}^3;$$

$$\eta_{пол} = 0,842.$$

- Перерасчет мощности, потребляемой нагнетателем

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_n} \right)_{np} \cdot \rho_e \left(\frac{n}{n_n} \right)_{np}^3 = 109,72 \cdot 65,65 \cdot 0,886^3 = 5,238 \text{ MBm}.$$

- Перерасчет потребной мощности для привода нагнетателя

$$N = \frac{N_i}{0,95\eta_M} = \frac{5,238}{0,95 \cdot 0,975} = 5,665 \text{ MBm}.$$

Проверяем на соответствие условию (20):

$$\eta_{пол} > 0,8; 0,85 \cdot N_e^p \leq N \leq N_e^p \text{ при } T_a < 273\text{K};$$

$$5,125 \text{ MBm} \leq 5,665 \text{ MBm} \leq 6,03 \text{ MBm}.$$

Условие выполняется.

11. Расчет параметров газа на выходе из нагнетателя

$$P_n = P_e \cdot \varepsilon = 6,25 \cdot 1,2 = 7,5 \text{ МПа};$$

$$T_n = T_e \cdot \varepsilon^{\frac{0,235}{\eta_{пол}}} = 285 \cdot 1,2^{\frac{0,235}{0,842}} = 299,87 \text{ K};$$

где:

P_n – давление газа на выходе из нагнетателя, МПа;

T_n – температура газа на выходе из нагнетателя, К.

3.6. Подбор пылеуловителей для ДКС

Обычно очистка газа производится в две ступени, первая это очистка газа в пылеуловителях, вторая ступень, очистка газа в фильтр-сепараторах.

Пылеуловители это установки предназначенные для очистки поступающего на ДКС газа от твердых и жидких примесей, их целью является предотвращение загрязнения и эрозии трубопроводов и оборудования.

В качестве пылеуловителей наиболее широко и часто используются аппараты циклонного и мультициклонного типа. Рассмотрим циклонный пылеуловитель типа ГП 106.00.

Рабочее давление данного пылеуловителя равно давлению газа на входе ДКС, $P_{ex} = 6,37 \text{ МПа}$.

После определяем минимальную и максимально возможную производительность пылеуловителя, Q_{min} и Q_{max} соответственно:

$$Q_{min} = 3,2 \text{ млн.м}^3 / \text{сут};$$

$$Q_{max} = 6,7 \text{ млн.м}^3 / \text{сут}.$$

Необходимо скорректировать полученные значения Q_{min} и Q_{max} , так как плотность транспортируемого газа при стандартных условиях отличается от 0,75 кг/м³.

$$Q_{min} = 3,2 \cdot 0,9 = 2,88 \text{ млн.м}^3 / \text{сут};$$

$$Q_{max} = 6,7 \cdot 0,9 = 6,03 \text{ млн.м}^3 / \text{сут};$$

где:

0,9 – коэффициент изменения производительности пылеуловителей.

Определяем необходимое число пылеуловителей так, чтобы в случае отключения одного из аппаратов, нагрузка на оставшиеся в работе не выходила за пределы их максимально возможной производительности Q_{max} , а при работе всех аппаратов не выходила за пределы минимальной производительности Q_{min} .

Так же при любом режиме работы общие потери давления на стороне всасывания ДКС не должны превышать нормативных величин.

При числе пылеуловителей $n=3$:

$$Q_1 = \frac{Q}{n} = \frac{9,05}{3} = 3,02 > Q_{\min}; \quad (35)$$

$$Q_2 = \frac{Q}{(n-1)} = \frac{9,05}{(3-1)} = 4,525 < Q_{\max}. \quad (36)$$

Условие выполняется значит, принимаем 3 пылеуловителя ГП 106.00.

3.7. Подбор фильтр-сепараторов для ДКС

Рассмотрим фильтр-сепаратор газовый типа ФСГ-250-6,3.

Рабочее давление данного фильтр-сепаратор в нашем случае будет равно давлению газа на входе ДКС, $P_{вх} = 6,37 \text{ МПа}$.

Возможная производительность данного фильтр-сепаратора Q :

$$Q_{\text{фс}} = 4,8 \text{ млн.м}^3 / \text{сут.}$$

Необходимо определить число фильтр-сепараторов так, чтобы в случае отключения одного из аппаратов, производительности оставшихся хватало для поддержания необходимой производительности.

Так же при любом режиме работы общие потери давления на стороне всасывания ДКС не должны превышать нормативных величин.

При числе фильтр-сепараторов $n=3$:

$$Q_1 = \frac{Q}{n} = \frac{9,05}{3} = 3,02;$$

$$Q_2 = \frac{Q}{(n-1)} = \frac{9,05}{(3-1)} = 4,53.$$

Значит, принимаем 3 фильтр-сепаратор типа ФСГ-250-6,3.

3.8. Подбор АВО для ДКС

Во время процесса копримирования газа на ДКС, газ нагревается, и для его дальнейшей транспортировки, газ необходимо охладить с целью: предотвращения нарушения устойчивости и прочности труб, а так же для сохранения изоляции трубопровода и для уменьшения объема газа

Для расчета необходимого количества АВО, оптимальную среднегодо-вую температуру охлаждения газа t_2 принимаем на 10-15°C выше расчетной среднегодовой температуры наружного воздуха t_1 .

$$t_1 = 5,7^\circ \text{C}.$$

Определим количество тепла, которое необходимо отвести от сжатого газа на АВО.

$$Q_0 = M' \cdot C_p \cdot (t_n - t_2); \quad (37)$$

где:

M' - общее количество газа, которое необходимо охладить на АВО, кг/с;

$$M' = \rho_{cm} \cdot Q = 0,918 \cdot \frac{9,05 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 96,156 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (38)$$

$t_n = T_n - 273 = 26,87^\circ$ - температура сжатого газа на входе в АВО, °C;

t_2 - оптимальная температура охлаждения газа, °C.

Принимаем $t_2 = 18,2^\circ \text{C}$.

C_p - теплоемкость газа при давлении $P_{ex} = 7,5 \text{ МПа}$ и средней температуре газа $t = 0,5(t_1 - t_2)$, Дж/(кгК);

$$C_p = R \cdot (E_0 + E_1 \cdot P_{np} + E_2 \cdot P_{np}^2 + E_3 \cdot P_{np}^3); \quad (39)$$

$$P_{np} = \frac{P_H}{P_{кр}} = \frac{7,5}{4,644} = 1,614;$$

$$T_{np} = \frac{T_1 + T_2}{2} = \frac{299,87 + 291,2}{2} = 295,535;$$

$$E_0 = 4,437 - 1,015 \cdot T_{np} + 0,591 \cdot T_{np}^2 = 4,437 - 1,015 \cdot 295,535 + 0,591 \cdot 295,535^2 = 4,139;$$

$$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{np}} + \frac{10,9}{T_{np}^2} = 3,29 - \frac{11,37}{295,535} + \frac{10,9}{295,535^2} = 0,872;$$

$$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{np}} + \frac{25,48}{T_{np}^2} - \frac{11,81}{T_{np}^3} = 3,23 - \frac{16,27}{1,341} + \frac{25,48}{1,341^2} - \frac{11,81}{1,341^3} = 0,368;$$

$$E_3 = -0,214 - \frac{0,908}{T_{np}} + \frac{0,967}{T_{np}^2} = -0,214 - \frac{0,908}{1,341} + \frac{0,967}{1,341^2} = 0,074;$$

$$C_p = 369,473 \cdot (4,139 + 0,872 \cdot 1,614 + 0,368 \cdot 1,614^2 + 0,074 \cdot 1,614^3) = 2518,39 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right).$$

тогда:

$$Q_0 = 96,156 \cdot 2518,39 \cdot (26,87 - 18,2) = 2099512537 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right).$$

Зная количество тепла которое необходимо отвести от сжатого газа при обеспечении нужной производительности, можем определить число АВО которое нам нужно. Принимаемые АВО к рассмотрению должны иметь рабочее давление, которое соответствует давлению сжатого газа на выходе из ДКС. Примем несколько типов АВО к рассмотрению 2АВГ - 75 и 2АВЗ – 5300.

Таблица 7 – Характеристики рассматриваемых АВО

Показатели АВО	Единицы измерения	Тип АВО	
		2АВГ - 75	2АВЗ - 5300
Количество газа которое охлаждается в АВО, $M_l \cdot 10^3$	кг/ч	196	104
Рабочее давление	МПа	7,5	7,5
Коэффициент теплопередачи	Вт/м ² К	23	32
Поверхность теплопередачи	м ²	9930	5300
Число ходов газа		1	1
Общее число труб		540	1128
Длина труб	м	12	6
Внутренний диаметр труб	мм	20	22
Сумма коэф. местных сопр.		5,0	5,7
Количество вентиляторов		2	2

Производительность вентиляторов, *10 ³	м ³ /ч	820	590
Напор вентиляторов	Па	16	34
Мощность вентиляторов	кВт	74	100
Масса аппарата	т	47	43

1. Расчет 2АВГ – 75

По известной номинальной производительности аппаратов АВО и по производительности ДКС мы можем определить необходимое количество АВО m каждого типа, а также можем рассчитать требуемые производи-тельности одного аппарата каждого типа по теплоотводу Q_1 и по количеству охлажденного газа M_1 :

$$m = \frac{M'}{M_1}; \quad (40)$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m}; \quad (41)$$

$$m = \frac{M'}{M_1} = \frac{96,156 \cdot 3600}{196 \cdot 1000} = 1,72.$$

принимаем $m=2$ и плюс одно резервное (не учитывается в расчетах).

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m} = \frac{2099512537}{2} = 1049756,285 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right).$$

Проверим принятое количество АВО по температуре охлаждающего воздуха $t_{2\epsilon}$:

$$t_{2\epsilon} = t_{1\epsilon} + \frac{Q_1}{V_\epsilon \cdot \rho_\epsilon \cdot C_{p\epsilon}}; \quad (42)$$

где:

V_ϵ – общий объемный расход воздуха, подаваемого всеми вентилято-рами одного АВО, м³/с;

$t_{1\epsilon}=5,7$ С° – среднегодовая температура наружного воздуха;

$C_{p\epsilon}=1,005$ Дж/(кгК) – теплоемкость воздуха при барометрическом давлении P_a

и $t_{1\epsilon}$;

ρ_ϵ - плотность воздуха на входе в АВО, кг/м³.

$$\rho_\epsilon = \frac{1,293 \cdot P_a}{(1 + 3,67 \cdot 10^{-3} t_{1\epsilon}) \cdot 0,1013} = \frac{1,293 \cdot 0,098}{(1 + 3,67 \cdot 10^{-3} \cdot 5,7) \cdot 0,1013} = 1,22 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (43)$$

$$t_{2e} = 5,7 + \frac{1049756,285}{820000 \cdot 1,22 \cdot 0,1013} = 16,06^\circ C .$$

Количество АВО которое мы приняли до этого, а именно 2, остается в силе так как $t_{2e} < t_n$.

Проверка назначенного числа АВО по поверхности теплопередачи одного АВО:

Назначенное число АВО будет верным при выполнении условия:

$$|F_p - F| \leq \Delta F ; \quad (44)$$

где:

F – это фактическая поверхность теплопередачи данного типа АВО, увеличенная на 10% с учетом возможного выхода из строя отдельных вентиляторов и загрязнения поверхностей теплообмена, m^2 ;

ΔF – допустимое расхождение между F_p и F (принимается обычно 5%, от F), m^2 .

Требуемая поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{Q_1}{K_p \cdot \Theta} ; \quad (45)$$

где:

K_p - коэффициент теплопередачи, 23 Вт/(m^2K);

Θ - средняя разность температур;

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_\Delta ; \quad (46)$$

$$\varepsilon_\Delta = \varepsilon_{\Delta 1} + \frac{1 - \varepsilon_{\Delta 1}}{4} (i - 1) ; \quad (47)$$

$\varepsilon_{\Delta 1}$ - поправка, принимаем $\varepsilon_{\Delta 1} = 0,67$;

i - число ходов газа в аппарате.

$$\varepsilon_\Delta = 0,67 + \frac{1 - 0,67}{4} (1 - 1) = 0,67 ;$$

$$\Theta_1 = \frac{(t_n - t_{2B}) - (t_2 - t_{1B})}{\ln \frac{t_n - t_{2B}}{t_2 - t_{1B}}} = \frac{(26,87 - 16,06) - (18,2 - 5,7)}{\ln \frac{26,87 - 16,06}{18,2 - 5,7}} = 11,65 ;$$

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_\Delta = 11,65 \cdot 0,67 = 7,8.$$

Теперь можем рассчитать требуемую поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{1049756,265}{23 \cdot 7,8} = 5851,5 \text{ м}^2.$$

Проверяем выполняется ли условие (44):

$$|5851,5 - 10923| \leq_{\Delta} F = 546;$$

$$5071,5 > 546.$$

Условие не выполняется, и F_p намного меньше F , значит t_2 нужно понизить, принимаем $t_2 = 15,3$.

Перерасчитываем:

$$Q_0 = 96,156 \cdot 2518,39 \cdot (26,87 - 15,3) = 2801771,63 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right);$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m} = \frac{2801771,63}{2} = 1400885,82 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right).$$

Проверим принятое количество АВО по температуре охлаждающего воздуха $t_{2\epsilon}$:

$$t_{2\epsilon} = 5,7 + \frac{1400885,82}{820000 \cdot 1,22 \cdot 0,1013} = 19,5^\circ \text{C}.$$

Количество АВО которое мы приняли до этого остается в силе так как $t_{2\epsilon} < t_H$.

Проверка назначенного числа АВО по поверхности теплопередачи одного АВО:

$$\Theta_1 = \frac{(t_H - t_{2B}) - (t_2 - t_{1B})}{\ln \frac{t_H - t_{2B}}{t_2 - t_{1B}}} = \frac{(26,87 - 19,5) - (15,3 - 5,7)}{\ln \frac{26,87 - 19,5}{15,3 - 5,7}} = 8,57;$$

$$\varepsilon_{\Delta} = 0,67 + \frac{1 - 0,67}{4} (1 - 1) = 0,67;$$

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_{\Delta} = 10,3 \cdot 0,67 = 5,7.$$

Теперь можем рассчитать требуемую поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{1400885,82}{23 \cdot 5,7} = 10685,63 \text{ м}^2.$$

Проверяем выполняется ли условие (44):

$$|10685,63 - 10923| \leq_{\Delta} F = 546;$$

$$237,37 < 546.$$

Теперь условие выполняется.

Расчет гидравлического сопротивления АВО:

$$\Delta P = \Sigma \xi_M \cdot \frac{10^{-6} \omega^2 \rho}{2} + \frac{10^{-6}}{\left(1,74 + 2 \ln \frac{d}{2\Delta}\right)^2} \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2 \rho}{2}; \quad (48)$$

где:

ρ – плотность газа, при входном давлении в АВО и средней температуре газа, кг/м³:

$$\rho = \frac{P}{ZRT} = \frac{7,5 \cdot 10^6}{0,785 \cdot 425,51 \cdot 299,87} = 74,88 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (49)$$

l – длина труб АВО, м;

d – внутренний диаметр труб, м;

$\Delta = 2 \cdot 10^{-4}$ – шероховатость внутренней поверхности труб, м.

S – площадь сечения труб АВО, со стороны газа, м²:

$$S = \frac{\pi d^2}{4} \cdot 540 = \frac{3,14 \cdot 0,02^2}{4} \cdot 540 = 0,170 \text{ м}^2. \quad (50)$$

ω – средняя скорость газа в трубах, м/с:

$$\omega = \frac{M'}{m \cdot \rho \cdot s} = \frac{96,156}{2 \cdot 74,88 \cdot 0,170} = 3,78 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (51)$$

$\Sigma \xi_M$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений;

$$\Delta P = 5,0 \cdot \frac{10^{-6} \cdot 3,78^2 \cdot 74,88}{2} + \frac{10^{-6}}{\left(1,74 + 2 \ln \frac{0,02}{2 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}\right)^2} \cdot \frac{12}{0,02} \cdot \frac{3,78^2 \cdot 74,88}{2} = 0,0088 \text{ МПа}.$$

Проверяем удовлетворяет ли полученное значение ΔP условию:

$$\Delta P \leq 1,2 \Delta P_{\text{дон}}; \quad (52)$$

где:

$$\Delta P_{\text{дон}} = 0,015 - 0,02 \text{ МПа}.$$

$$0,0088 \leq 1,2 \cdot 0,02 = 0,024;$$

Условие выполняется значит данный тип АВО подходит для использования исходя из гидравлического сопротивления.

Определение энергетического коэффициента:

Энергетический коэффициент представляет собой отношение, количества переданного тепла к затратам энергии на преодоление гидравлических сопротивлений теплообменника, его используют в основном для сравнения эффективности работы теплообменной аппаратуры.

$$E = \frac{Q_0}{N} = \frac{K_p \cdot F_p \cdot \Theta}{V_e \cdot H + \frac{\Delta P \cdot M'}{\rho \cdot m} 10^6} = \frac{23 \cdot 10685,63 \cdot 5,7}{\frac{820000}{3600} \cdot 16 + \frac{8800 \cdot 96,156}{74,88 \cdot 2}} = 150,720; \quad (53)$$

где:

N - мощность, которая затрачивается на преодоление сопротивлений со стороны поверхности теплопередачи, Вт;

H - полный напор, развиваемый вентиляторами АВО данного типа, Па.

2. Расчет 2АВ3 - 5300

$$m = \frac{M'}{M_1};$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m};$$

$$m = \frac{M'}{M_1} = \frac{96,156 \cdot 3600}{104 \cdot 1000} = 3,33.$$

принимаем $m=4$, и плюс одно резервное (не учитывается в расчетах).

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m} = \frac{2099512,537}{4} = 524878,134 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right).$$

Проверим принятое количество АВО по температуре охлаждающего воздуха $t_{2\theta}$:

$$t_{2\theta} = t_{1\theta} + \frac{Q_1}{V_e \cdot \rho_e \cdot C_{pe}};$$

$$t_{2\theta} = 5,7 + \frac{524878,134}{590000 \cdot 1,22 \cdot 0,1013} = 12,9^\circ \text{C}.$$

Количество АВО которое мы приняли до этого, а именно 4, остается в силе так как $t_{26} < t_n$.

Проверка назначенного числа АВО по поверхности теплопередачи одного АВО:

Назначенное число АВО будет верным при выполнении условия:

$$|F_p - F| \leq_{\Delta} F.$$

Требуемая поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{Q_1}{K_p \cdot \Theta};$$

где:

K_p - коэффициент теплопередачи, 32 Вт/(м²К);

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_{\Delta};$$

$$\varepsilon_{\Delta} = \varepsilon_{\Delta 1} + \frac{1 - \varepsilon_{\Delta 1}}{4} (i - 1).$$

$\varepsilon_{\Delta 1}$ - поправка, принимаем $\varepsilon_{\Delta 1} = 0,67$;

$$\varepsilon_{\Delta} = 0,67 + \frac{1 - 0,67}{4} (1 - 1) = 0,67;$$

$$\Theta_1 = \frac{(t_n - t_{2B}) - (t_2 - t_{1B})}{\ln \frac{t_n - t_{2B}}{t_2 - t_{1B}}} = \frac{(26,87 - 12,9) - (18,2 - 5,7)}{\ln \frac{26,87 - 12,9}{18,2 - 5,7}} = 11,65;$$

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_{\Delta} = 11,65 \cdot 0,67 = 8,95.$$

Теперь можем рассчитать требуемую поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{524878,134}{32 \cdot 8,95} = 1832,68 \text{ м}^2.$$

Проверяем выполняется ли условие (44):

$$|1832,68 - 10923| \leq_{\Delta} F = 546;$$

$$9090,32 > 546.$$

Условие не выполняется, и F_p намного меньше F , значит t_2 нужно понизить, принимаем $t_2 = 9$.

Перерасчитываем:

$$Q_0 = 96,156 \cdot 2518,39 \cdot (26,87 - 9) = 4327368,98 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right);$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m} = \frac{4327368,98}{4} = 1081842,25 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right).$$

Проверим принятое количество АВО по температуре охлаждающего воздуха $t_{2\theta}$:

$$t_{2\theta} = 5,7 + \frac{1081842,25}{590000 \cdot 1,22 \cdot 0,1013} = 20,54^\circ \text{C}.$$

Количество АВО которое мы приняли до этого остается в силе так как $t_{2\theta} < t_H$.

Проверка назначенного числа АВО по поверхности теплопередачи одного АВО:

$$\Theta_1 = \frac{(t_H - t_{2B}) - (t_2 - t_{1B})}{\ln \frac{t_H - t_{2B}}{t_2 - t_{1B}}} = \frac{(26,87 - 20,54) - (9 - 5,7)}{\ln \frac{26,87 - 20,54}{9 - 5,7}} = 4,66;$$

$$\varepsilon_{\Delta} = 0,67 + \frac{1 - 0,67}{4} (1 - 1) = 0,67;$$

$$\Theta = \Theta_1 \cdot \varepsilon_{\Delta} = 4,66 \cdot 0,67 = 3,12.$$

Теперь можем рассчитать требуемую поверхность теплопередачи F_p :

$$F_p = \frac{1081842,25}{32 \cdot 3,12} = 10835,76 \text{ м}^2.$$

Проверяем выполняется ли условие (44):

$$|10835,76 - 10923| \leq_{\Delta} F = 546;$$

$$87,24 < 546.$$

Теперь условие выполняется.

Расчет гидравлического сопротивления АВО:

$${}_{\Delta} P = \sum \xi_M \cdot \frac{10^{-6} \omega^2 \rho}{2} + \frac{10^{-6}}{\left(1,74 + 2 \ln \frac{d}{2\Delta}\right)^2} \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2 \rho}{2};$$

$$\rho = \frac{P}{ZRT} = \frac{7,5 \cdot 10^6}{0,785 \cdot 425,51 \cdot 299,87} = 74,88 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

$\Delta=2 \cdot 10^{-4}$ – шероховатость внутренней поверхности труб, м.

$$S = \frac{\pi d^2}{4} \cdot 540 = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} \cdot 540 = 0,205 \text{ м};$$

$$\omega = \frac{M'}{m \cdot \rho \cdot s} = \frac{96,156}{4 \cdot 74,88 \cdot 0,205} = 1,57 \text{ м/с};$$

$$\Delta P = 5,0 \cdot \frac{10^{-6} \cdot 1,57^2 \cdot 74,88}{2} + \frac{10^{-6}}{\left(1,74 + 2 \ln \frac{0,022}{2 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}\right)^2} \cdot \frac{6}{0,022} \cdot \frac{1,57^2 \cdot 74,88}{2} = 0,00073 \text{ МПа}.$$

Проверяем удовлетворяет ли полученное значение ΔP условию:

$$\Delta P \leq 1,2 \Delta P_{don};$$

где:

$$\Delta P_{don} = 0,015 - 0,02 \text{ МПа}.$$

$$0,00073 \leq 1,2 \cdot 0,02 = 0,024.$$

Условие выполняется значит данный тип АВО подходит для использования исходя из гидравлического сопротивления.

Определение энергетического коэффициента:

Энергетический коэффициент представляет собой отношение, количества переданного тепла к затратам энергии на преодоление гидравлических сопротивлений теплообменника, его используют в основном для сравнения эффективности работы теплообменной аппаратуры.

$$E = \frac{Q_0}{N} = \frac{K_p \cdot F_p \cdot \Theta}{V_g \cdot H + \frac{\Delta P \cdot M'}{\rho \cdot t} 10^6} = \frac{32 \cdot 10835,76 \cdot 3,12}{\frac{590000}{3600} \cdot 34 + \frac{726 \cdot 96,156}{74,88 \cdot 4}} = 186,35. \quad (53)$$

Проанализировав произведенные расчеты, и сравнив получившиеся результаты энергетического коэффициента, можно сделать вывод, что из рассмотренных АВО наилучшим вариантом будет АВО 2АВ3 – 5300, так как данный тип АВО обладает более высоким энергетическим коэффициентом $E=186,35 > 150,72$, а так же имеет меньшую массу металлоложения $m=43 < 47$.

В проделанных расчетах были подобраны основные элементы дожимной компрессорной станции. Были рассчитаны основные параметры рабочей среды. Также был выполнен расчет режимов работы ДКС, нагнетателя и ГТУ.

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

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Лобов Евгений Владиславович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Задание

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску; стоимость электроэнергии - 5,8 руб. кВт*ч стоимость интернета – 350 руб. в месяц.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Учитываются следующие нормы и нормативы оплат труда: 22% надбавки за профессиональное мастерство; 25 % премии за участие в научных конференциях; 1,3 % районный коэффициент.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>27% отчисления во внебюджетные фонды.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования; оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и Ресурсо-сбережения.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования; 2. Определение трудоемкости выполнения работ; 3. Разработка графика проведения научного исследования; 4. Основная заработная плата исполнительной темы Бюджет научно- технического исследования;</i>

	<i>5. Бюджет научно-технического исследования.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>1. Расчет интегрального показателя финансовой эффективности разработки; 2. Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности вариантов исполнения объектов исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.04.2018 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E41	Лобов Евгений Владиславович		

4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена тема проектирование дожимной компрессорной станции: ГПА (ГТУ и нагнетатель), фильтр-сепараторы, центробежные пылеуловители, АВО. Каждое оборудование было рассчитано и подобрано в соответствии с необходимыми требованиями для обеспечения нужной производительности. Учитывая большое количество оборудования, для данного раздела будет рассмотрено только одно, аппарат воздушного охлаждения (АВО).

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Продукт: аппарат воздушного охлаждения.

Целевой рынок: предприятия нефтегазоперерабатывающей отрасли промышленности.

Таблица 8 – Сегментирование рынка услуг по подбору вспомогательного оборудования

		Вид исследования вспомогательного оборудования		
		Расчет и подбор аппарата воздушного охлаждения	3D модель и анализ работы аппарата воздушного охлаждения	Конструирование аппарата воздушного охлаждения
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

«Томскгазпром»



«Роснефть»



«Татнефть»



В различных исследованиях по подбору и расчёту аппаратов воздушного охлаждения, нуждаются в основном крупные компании, так как без этого оборудования невозможна работа дожимной компрессорной установки и компрессорной установки. Существует множество нюансов от которых зависит расчёт данного типа оборудования, например, в зависимости от климатических условий, аппараты воздушного охлаждения могут быть как одного типа, так и другого, а в условиях крайнего севера оборудование нужно обкладывать утеплителями, когда в более тёплым местах добычи этого делать не стоит.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентноспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,1	3	2	2	0,3	0,2	0,2
2. Ремонтопригодность	0,13	2	2	3	0,27	0,26	0,4
3. Надежность	0,1	4	5	3	0,4	0,4	0,4
4. Простота ремонта	0,12	2	4	2	0,34	0,47	0,24
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	3	2	0,25	0,31	0,43
6. Уровень шума	0,08	3	4	4	0,31	0,32	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	2	4	3	0,06	0,13	0,08
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	3	4	2	0,24	0,31	0,15
3. Цена	0,07	4	3	3	0,4	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	2	4	4	0,13	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	3	0,25	0,26	0,18
6. Наличие финансирования	0,06	4	2	3	0,08	0,04	0,06

Итого	1	39	38	34	2,95	3,2	3
-------	---	----	----	----	------	-----	---

БФ - Применение аппарата воздушного охлаждения с горизонтальным расположением теплообменника;

Бк1 - Применение аппарата воздушного охлаждения с вертикальным расположением теплообменника;

Бк2 - Применение другого вида аппарата воздушного охлаждения.

По таблице 9 видно, что наиболее эффективно использовать аппарат воздушного охлаждения с горизонтальным расположением теплообменника, так же он является наиболее конкурентоспособным к другим видам и обладает рядом преимуществ, главным из которых является то, что он способен выдавать большой КПД, при этом имея малые габаритные размеры, что важно на рынке.

$$k1 = \frac{B\phi}{Bк1} = \frac{39}{38} = 1,02; \quad k2 = \frac{Bк2}{Bк1} = \frac{34}{38} = 0,89. \quad (54)$$

4.3. SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В результате анализа были выделены следующие сильные стороны:

C1 - Использование оребренных труб вместо обычных;

C2 - Использование программного комплекса Компас и Solid Works;

C3 - Простота конструкции;

C4 - Отсутствие надобности переквалификации существующих кадров.

Слабые стороны:

Сл1 - Сложные климатические условия;

Сл2 - Остановка всей установки в случае поломки;

Сл3 - Ошибки в расчетной части программного комплекса;

Сл4 - Отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.

Возможности:

B1 - Использование инфраструктуры ТПУ;

B2 - Сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения;

B3 - Развитие технологий в данной отрасли;

B4 - Расширение каталогов продукции.

Угрозы:

У1 - Отсутствие спроса на данное исследование;

У2 - Уменьшение бюджета на разработку;

У3 - Введение дополнительных требований на сертификацию продукции;

У4 - Появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 10, таблице 11, таблице 12, таблице 13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности		С1	С2	С3	С4
проекта	В1	-	+	-	0
	В2	-	-	+	+
	В3	-	0	0	-
	В4	-	0	+	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: В1С2, В2С3С4, В4С3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
проекта	В1	-	+	-	-
	В2	0	-	-	-
	В3	-	-	0	-
	В4	0	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл2, В4Сл2, В4Сл4.

Таблица 12 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	0	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	0	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У3С4.

Таблица 13 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	-	
	У2	0	-	-	+
	У3	-	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл4, У3Сл3.

Таблица 14 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1 - использование оребренных труб вместо обычных;</p> <p>С2 - использование программного комплекса Компас;</p> <p>С3 - простота конструкции;</p> <p>С4 - отсутствие надобности переквалификации существующих кадров.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1- сложные климатические условия;</p> <p>Сл2- остановка всей установки в случае поломки;</p> <p>Сл3- ошибки в расчетной части программного комплекса;</p> <p>Сл4-отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1- использование инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2-сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения;</p> <p>В3- развитие технологий в данной отрасли;</p> <p>В4- расширение каталогов продукции.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p> <p>В1С2 - для исследования проекта необходимы лаборатории ТПУ, доступ к которым имеет квалифицированный персонал.</p> <p>В2С3С4- сотрудничество с другими предприятиями позволит найти способ ещё большего упрощения конструкции аппарата, что не будет требовать переквалификации</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p> <p>В1Сл1- в случае отказа использования инфраструктуры ТПУ, могут возникнуть расчётные и экспериментальные ошибки, из-за которых произойдет остановка установки при незначительной поломке.</p> <p>В4Сл2Сл4- при расширении каталогов продукции могут возникнуть трудности с проверками расчётных</p>

	<p>существующих кадров. В4С3 – использование большого разнообразия каталогов продукции влечёт за собой, отсутствие надобности переквалификации сотрудников.</p>	<p>результатов без подкрепления практических данных, что приведет к поломке и остановке аппарата.</p>
<p>Угрозы: У1- отсутствие спроса на данное исследование; У2-уменьшение бюджета на разработку; У3- введение дополнительных требований на сертификацию продукции; У4- появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У3С1 – из-за использования оребренных труб вместо обычных может возникнуть введение дополнительных требований на сертификацию продукции, что плохо отразится на производстве.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы» У1Сл1Сл2 - возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие поломок оборудования из-за жестких климатических условий. У2Сл4- возможно уменьшение бюджета из-за отсутствия возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.</p>

4.4. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Реализация метода предусматривает следующие этапы.

Точная формулировка проблемы исследования: предложить новую эффективную конструкцию устройства.

Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

Раскрытие возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица.

Таблица 15 – Морфологическая матрица для аппарата воздушного охлаждения

	1	2	3	4
А. Расположение теплообменника	горизонтальное	вертикальное	зигзагообразное	другое
Б. Использование хладагента	воздушное	газовое	другое	
В. Тип установки	неподвижный	передвижной		
Г. Число вентиляторов	один	два	три	
Д. Тип компрессора для АВО	поршневой	пластинчатый	винтовой	
Е. Тип мотора	электрический	гидравлич.	механический	другой
Ж. Тип операций	охлаждающий	обдувающий	теплообмен.	план.
З. Число секций АВО	две	четыре	шесть	много

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений. На этом этапе описываются возможные варианты решения поставленной проблемы с: А1Б1В2Г1Д2Е3Ж1З5И1; А2Б2В2Г3Д1Е2Ж2З2.

4.5. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования:

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководител, дипломник
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Дипломник
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения	Дипломник
	6	Расчет и построение модели АВО	Дипломник

Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

Определение трудоемкости выполнения работ:

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}; \quad (55)$$

где:

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}; \quad (56)$$

где:

T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования:

Наиболее удобным и наглядным 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 построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}; \quad (57)$$

где:

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}; \quad (58)$$

где:

$T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 55$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 16$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 55 - 16} = 1,22. \quad (59)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Рассчитанные значения сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел -дни	t_{max} , Чел -дни	$t_{ож}$, Чел -дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	1,9	Руководитель Исполнитель проекта	3	3.69
Согласование материалов по теме	6	7	6,5	Руководитель	7	8.61
Составление и утверждение тех. задания	4	7	5,2	Руководитель	3	3.69
Подбор и изучение материалов по теме	11	16	13	Исполнитель проекта	11	13.53
Проведение теоретических расчетов и обоснование	7	19	11	Исполнитель проекта	9	11.07
Проектирование 3D модели аппарата воздушного охлаждения	4	11	7,7	Исполнитель проекта	8	9.7
Оценка результатов исследования	4	6	4,8	Руководитель, Исполнитель проекта	3	3.9
Составление пояснительной записки	8	17	12,5	Руководитель, Исполнитель проекта	5	6.15

На основе таблицы 17 строим план график, представленный в таблице 18.

Таблица 18 – Календарный план график проведения НИР

№р	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Апрель			Май				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Календарное планирование работ по теме	Р	4	■												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Д	17	■	■	■										
3	Согласование материалов по теме	Р	8			■	■	■								
4	Составление и утверждение тех. задания	Р, Д	4				■	■								
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Д	14				■	■	■							
6	Проектирование 3D модели планетарного редуктора	Д	11						■	■						
7	Оценка результатов исследования	Р, Д	4,8							■	■					
8	Составление пояснительной записки	Р, Д	10							■	■	■				

■ - руководитель (Р) ■ - дипломник (Д)

Бюджет научно-технического исследования:

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на нём, нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = dk + dпо = 27000 + 3000 = 30000 \text{ руб.} \quad (60)$$

где:

dk – стоимость компьютера;

$dпо$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы:

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоем. чел.-дн.	Зарботная плата, приходящ. на одного чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (оклад ам), тыс. руб.
---	---------------------	---------------------------	-------------------	--	--

1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,1	3.2	6.7
2	Выбор направления исследований	Руководитель	3,2	3.2	10.24
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	11	1.7	18.7
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,1	4.9	15.19
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10	1.7	17
6	Проектирование 3D модели	Исполнитель проекта	6.5	1.7	11.05
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	7,8	3.2	9.05
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	1,7	4.9	8.33
Итого:					67311

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} ; \quad (61)$$

где:

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}} ; \quad (62)$$

где:

$Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{68510 \cdot 10,4}{222} = 3209 \text{ руб.}; \quad (63)$$

где:

Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
• выходные	54	54
• праздничные	27	27
Потери рабочего времени:		
• отпуск	48	72
• невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	222	198

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 68510 \text{ руб.}; \quad (64)$$

где:

$Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	31000	0,3	0,5	1,3	68510	3209	21	67389
Исполнитель проекта	14000	0	0	1,3	32760	1720	48	82560
Итого:								149949

Дополнительная заработная плата исполнителей темы:

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей, учитывают величину предусмотренных трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 67389 = 8760 \text{ руб}; \quad (65)$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 82560 = 10732 \text{ руб}; \quad (66)$$

где:

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государст-

венного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (67389 + 8760) = 22997 \text{ руб}; \quad (67)$$

где:

$k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30,2%.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Исп. 1		
Руководитель	67389	8760
Исполнитель проекта	82560	10732
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	22997	
Исполнитель проекта	28174	

Накладные расходы:

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{нр}} &= k_{\text{нр}} \cdot Z_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}} + Z) = \\ &= 0,16 \cdot (149949 + 19492 + 51171 + 30000) = 40096 \text{ руб}. \end{aligned}$$

где: $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта:

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 24 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	149949
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19492
3. Отчисления во внебюджетные фонды	51171
4. Материальные затраты	30000
5. Накладные расходы	40096
6. Бюджет затрат НИИ	290708

В данной разделе планирования научно-исследовательской работы была создана структура необходимой работы, проанализирована трудоёмкость выполняемых работ, построен план-график проведения работы, рассчитан необходимый бюджет для выполнения исследовательской работы, а также заработная плата исполнителям работ и отчисления во внебюджетные фонды, так и прочие расходы, составлен бюджет затрат на научно-исследовательскую работу.

4.6. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{290708}{290708} = 1; \quad (67)$$

где:

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

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i; \quad (68)$$

где:

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Две секции вентил.	Четыре секции вентил.	Много секций вентилятора
1. Безопасность	0,1	3	3	5
2. Удобство в эксплуатации	0,20	4	3	5
3. Срок службы	0,15	4	5	5
4. Ремонтопригодность	0,15	3	3	5
5. Надёжность	0,15	4	3	4
6. Материалоёмкость	0,25	3	4	4
Итого:	1	3,5	3,9	4,6

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,1 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 = 4,6; \quad (69)$$

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 = 3,9; \quad (70)$$

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,5. \quad (71)$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у многосекционного аппарата воздушного охлаждения.

Таким образом, многосекционный аппарат воздушного охлаждения остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 290708 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Лобов Евгений Владиславович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования – Дожимная компрессорная станция.</i> <i>При эксплуатации ДКС могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал станции.</i> <i>Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).</i> <i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>1.1 Анализ вредных производственных факторов при эксплуатации ДКС. - недостаточная освещенность рабочей зоны; - превышения уровня шума; - превышения уровня вибраций; - климатические условия; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</p> <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов. - взрывоопасность и пожароопасность; - электрический ток; - острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях инструментов и оборудования; - молниезащита.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p><i>Защита селитебной зоны: при строительстве ДКС, учитывать санитарно-защитную зону.</i> <i>Воздействие на атмосферу: продукты сгорания газа.</i> <i>Воздействие на гидросферу: утечка жидкостей.</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p><i>Воздействие на литосферу: бытовые отходы.</i> <i>Обеспечению экологической безопасности:</i> - соблюдение инструкций по контролю слива смазочно- охлаждающей жидкости;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p><i>Возможные ЧС на объекте:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Техногенного характера;</i> - <i>Природного характера;</i> <p><i>Меры предосторожности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>соблюдение правил пожарной безопасности;</i> - <i>действовать согласно инструкции по ЧС, предписанной данному предприятию.</i>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Рациональное использование трудовых ресурсов, за счет повышения уровня организации и качества нормирования труда.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.05.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле А.В.	К.М.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Лобов Евгений Владиславович		

5. Социальная ответственность при эксплуатации дожимной компрессорной станции

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – предназначена для повышения давления природного газа с аппаратов установки подготовки природного газа газоконденсатного месторождения.

Дожимная компрессорная станция состоит из ГПА, укомплектованных нагнетателем, циклонных пыле-уловителей, фильтр-сепараторов газовых, аппаратов воздушного охлаждения.

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

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников при эксплуатации дожимной компрессорной станции и разработка мер защиты. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики, пожаротушения, пожарной сигнализации и охраны окружающей среды.

5.1. Производственная безопасность

Ниже представлена таблица 26 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации дожимной компрессорной станции». Она необходима для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015». Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВФП).

Таблица 26 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации дожимной компрессорной станции

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Погрузочно-разгрузочные работы; 2) Монтажные и демонтажные работы; 3) Ремонт оборудования; 4) Экспертиза оборудования; 5) Настройка оборудования;	1. недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. превышения уровня шума; 3. превышения уровня вибраций; 4. климатические условия; 5. повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;	1. взрывоопасность и пожароопасность; 2. электрический ток; 3. острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях инструментов и оборудования; 4. молниезащита.	ГОСТ 12.0.003-2015 [21]; ГОСТ 12.1.003-83 [22]; ГОСТ 12.1.012-90 [23]; ГОСТ 27409-97 [24]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 [25]; СП 1.13130-2009 [26]; СП 2.13130-2012 [27]; СП 51.13330-2011 [28]; СТО Газпром 18000.1-00 2014 [29];

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:

Недостаточная освещенность рабочей зоны:

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет выполнение работы, вызывает утомление, увеличивает риск производственного травматизма. Длитель-

ное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме, ослаблением его реактивности, способствует развитию близорукости.

К таким же последствиям приводит работа при ограниченном спектральном составе света и монотонном режиме освещения. На территории ДКС устанавливаются прожектора.

Количества прожекторов рассчитывают по формуле:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot z \cdot k}{F \cdot \eta}; \quad (72)$$

где:

η - коэффициента использования излучаемого прибором света, зависит от отражающей способности окружающих источник света предметов;

E - требуемая минимальная освещенность, задается в люксах (лк);

S - площадь освещаемого пространства, м²;

z - учитывает неравномерность выдаваемого электроприбором освещения. Для ламп накаливания коэффициент составляет - 1,15, для люминесцентных и светодиодных ламп - 1,1;

F - световой поток, излучаемый одной лампой, лм (люмен);

k - коэффициент запаса, используемый для учета возможного запыления лампы и снижения количества излученного ей света при длительном использовании. Для люминесцентных ламп данный коэффициент может достигать 1,5. Для ламп накаливания и светодиодных ламп: 1,2-1,3.

Рекомендуется следующий порядок осуществления мероприятий по устройству искусственного освещения:

- определение площади, подлежащей освещению, а также площади наибольшей концентрации работ;
- установление нормы освещенности поля зрения в зависимости от разряда зрительных работ;
- выбор системы освещения;
- выбор источников света и расчета их необходимого количества;

- выполнение проекта распределения осветительных средств с учетом параметров их установки и необходимости обеспечения равномерного распределения светового потока.

Превышение уровня шума:

Технологические процессы являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах. Источником сильного внешнего шума на дожимной компрессорной станции являются движущиеся машины, газоперекачивающие агрегаты, системы воздушного охлаждения.

В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения до 75 децибел, характеризующие шум, нормируется согласно по ГОСТ 27409-97 и регламентируются согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [22]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Основные методы борьбы с шумом [22]:

- снижение шума в источнике;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники.

Превышение уровня вибраций:

Источником вибрации на ДКС являются машины, оборудование и технологические процессы. Воздействие вибрации на человека классифицируется:

- по способу передачи вибрации на человека;
- по направлению действия вибрации;
- по временной характеристике вибрации.

Защита от вибрации:

- применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упругодемпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала [23];
- виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке [30];
- использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве. [23].

При защите от вибраций важную роль играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать $2/3$ продолжительности рабочей смены. Необходимо устраивать перерывы для активного отдыха, проводить физиопрофилактические процедуры, производственную гимнастику и т.д. [30].

Отклонение показателей климата на открытом воздухе:

Работы, выполняемые при эксплуатации дожимной компрессорной станции, происходят как на открытых площадках, так и на закрытых. Климат на территории Российской Федерации сильно различается, но чаще всего ДКС располагаются в резкоконтинентальном климате, в зимнее время температура воздуха достигает от -

55° до -60°С, летом от 35° до 40°С. Холод может привести к переохлаждению, высокие температуры к тепловому удару.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой [21]:

- костюмы для защиты (от токсичных веществ, от пыли, от механических воздействий, от насекомых, т.д.);
- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами;
- прочие виды защитных спецодежд.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися:

В летний период человек подвержен воздействию насекомых. Насекомые и паукообразные наносят вред здоровью человека, а также являются переносчиками различных заболеваний. К таким насекомым относятся: клещи, гнус, комары, слепни, мошка и т.д.

Средствами защиты от воздействия являются: специальная одежда, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. [31].

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:

Взрывоопасность и пожароопасность:

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы [26]:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- создание условий для эффективного тушения пожара.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

В процессе проведения огнеопасных работ на площадке компрессорной станции и обслуживания оборудования существует возможность возникновения пожара.

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- первичные средства пожаротушения;
- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;
- пожарные рукава;
- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.

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.

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.

Электрический ток:

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю.

Действие электрического тока на человеческий организм носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое, электролитическое, биологическое и механическое действие. Такое многообразие действий электрического тока может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатуры видов защиты» [25].

Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека проводятся мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- все токоведущие части электрических устройств изолированы;

- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 и классу 3 по ГОСТ 12.2.007-03;
- все потребители электроэнергии имеют заземление или зануление согласно ГОСТ 12.1.030-96;
- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала;
- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструментов и оборудования:

Ущерб здоровью работника от такого физически вредного фактора как «острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструментов и оборудования» является не редким случаем на производстве.

В связи с тем, что острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок являются неотъемлемой, к сожалению, частью производства, то работник должен быть максимально внимателен к выполняемым работам и, в случае экстренных ситуаций уметь немедленно оказать первую медицинскую помощь пострадавшему, или же себе.

Данный вид опасностей контролируется ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». [21].

Молниезащита:

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 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:

- Металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяются к заземляющему устройству электроустановок.
- 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.
- 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 менее 25 м по периметру здания.

Защита от 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.

5.2. Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при эксплуатации дожимной компрессорной станции первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды: на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 28 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 28 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации ДКС

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы тяжелыми углеводородами, хим.реагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения, хим.реагентов, мусора, загрязненной среды.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов.
Воздушный бассейн	Выбросы: <ul style="list-style-type: none"> • Выхлопные газы двигателей транспортных средств и установок ГПА; • Выбросы загрязняющих веществ при пусках установок, при продувку аппаратов, технологического оборудования. 	Мероприятия согласно пособию, к СНиП 11-01-95 от 01.01.1970. Планировочные мероприятия: <ul style="list-style-type: none"> • Устройство санитарно-защитной зоны; Технологические мероприятия: <ul style="list-style-type: none"> • Увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности; • Применение в производстве более “чистого” вида топлива;

		<ul style="list-style-type: none">• Сокращение неорганизованных выбросов;• Очистка и обезвреживание веществ и отходящих газов.
--	--	---

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На территории дожимной компрессорной станции возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- техногенного характера;
- природного характера;
- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (сильный мороз, сильная метель, бури).

Источниками пожара на территории дожимной компрессорной станции являются легко воспламеняемые горючие материалы и вещества.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123 – ФЗ (ред. от 13.07.2015). [32].

Природные явления:

Мониторинг опасных природных процессов и явлений: Система регулярных наблюдений и контроля за развитием опасных природных процессов и явлений в окружающей природной среде, факторами, обуславливающими их формирование и развитие, проводимых по определенной программе, выполняемых с целью своевременной разработки и проведения мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с опасными природными процессами и явлениями, или снижению наносимого их воздействием ущерба. [33].

Пожары и взрывы:

Пожар – это вышедший из-под контроля процесс горения, уничтожающий материальные ценности и создающий угрозу жизни и здоровью людей.

Наиболее распространенными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера являются пожары и взрывы, которые происходят:

- на промышленных объектах;

- на объектах добычи, хранения и переработки легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществ;
- на транспорте;
- в шахтах, горных выработках, метрополитенах;
- в зданиях и сооружениях жилого, социально-бытового и культурного назначения.

План ликвидации аварий:

Под аварийной ситуацией понимается событие, связанное:

- с разрушением сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемым взрывом и (или) выбросом опасных веществ;
- с неконтролируемой утечкой транспортируемого опасного продукта, возникшей в результате разрушения или повреждения трубопровода, запорной и регуливающей арматуры, оборудования;
- с нарушением нормальных производственных условий работы;
- с нарушением технологического процесса или режима работы агрегатов, установок, коммуникаций;
- с прекращением работы вентиляции во взрывоопасных зонах;
- с нарушением нормальной работы энергетического хозяйства, приведшим к полной остановке газового промысла, компрессорного цеха, к остановке отдельных газоперекачивающих агрегатов (группы агрегатов) на компрессорной станции, приведшим к снижению производства продукции на срок более одного часа или к тяжелому несчастному случаю;
- с разрушением металлоконструкций, зданий, сооружений и их несущих элементов;
- с утечкой или просыпанием опасного вещества, повреждением тары с опасным веществом;

- со стихийными бедствиями;
- с другими происшествиями, которые могут привести к взрыву, пожару, отравлению, ожогам, заболеванию людей и животных, загрязнению окружающей среды.

Последствиями аварии на эксплуатируемых газовых объектах может быть одно из следующих событий:

- смертельный случай и (или) травмирование с потерей трудоспособности;
- острое профессиональное заболевание (отравление);
- повреждение или разрушение оборудования и объектов;
- ограничение или прекращение поставок газа к потребителю;
- простой производственного оборудования;
- причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде.

Задачами персонала при возникновении аварийных ситуаций являются:

- локализация аварий отключением аварийного участка газопровода, ДКС и стравливание газа;
- оповещение, сбор и выезд аварийной бригады;
- принятие необходимых мер по безопасности населения, близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов;
- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объемов;
- принятие необходимых мер по максимальному использованию оставшихся в работе газотранспортного оборудования;
- ограничение или прекращение поставок газа неквалифицированным потребителям или потребителям, имеющим резервное топливо;
- уведомление местных органов власти об аварии;

- организация работы по привлечению и использованию технических, материальных и людских ресурсов близлежащих местных организаций;
- выдача аварийных заявок на использование авиационной техники близлежащих авиапредприятий;
- организация сопровождения сотрудниками ДПС аварийной техники, направляемой к месту ликвидации аварии;
- ликвидация аварий в возможно короткие сроки.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Эффективность любого производственного процесса будет тем выше, чем рациональнее будут рассчитаны необходимые затраты времени на производство единицы продукции или трудоемкости выполняемых работ. Практически в этом и состоит сущность нормирования труда.

Для работников нормирование труда заключается в установлении конкретной меры труда или нормы труда при определенных организационно-технических условиях производства. На российских промышленных предприятиях управление нормированием труда чаще всего имеет две укрупненные формы: государственную и договорную.

Учитывая, требования статей ТК РФ, регламентирующих нормирование труда, рассмотрим решение данных вопросов в ООО «Газпром трансгаз Томск». ООО «Газпром трансгаз Томск» 100-процентное дочернее предприятие ПАО «Газпром», работает в 14 регионах Сибири и Дальнего Востока.

Предприятие является одним из ведущих в отрасли. В условиях возрастающей конкуренции на энергетических рынках осуществление мероприятий по снижению затрат на производство является одной из главных задач, стоящей перед ОАО «Газпром». Одним из важных направлений по реализации этой задачи стало рациональное использование трудовых ресурсов, которое может быть обеспечено, в первую очередь, за счет повышения уровня организации и качества нормирования труда, а это возможно только при создании и внедрении Единой системы управления нормированием труда в ОАО «Газпром» [29]. Цель этой системы обеспечение повышения эффективности хозяйственной деятельности общества на основе совершенствования организации нормирования труда и рационального использования рабочей силы в организациях системы ОАО «Газпром».

Основными задачами ЕСУНТ являются:

- усиление роли нормирования труда в снижении трудоёмкости производства и оптимизации численности работников;
- повышение качества нормирования труда и обеспечение равной напряженности норм затрат труда на работы, выполняемые в

аналогичных организационно-технических условиях на основе создания и внедрения единой нормативно-методической базы для нормирования труда в Обществе;

- совершенствование структуры управления нормированием труда в Обществе;
- установление единого для всех организаций общества, независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, порядка управления нормированием трудом;
- установление единых методов нормирования труда в обществе;
- разработка норм и нормативов для нормирования труда на новые и не охваченные нормированием оборудование, технологии, работы и услуги.

В ПАО «Газпром» так же действует Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью, которая устанавливает единый порядок организации и проведения работы по охране труда и промышленной безопасности.

Совершенствование Единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью, функционирующей в ПАО «Газпром», позволяет обеспечивать высокий уровень безопасности труда работников [34].

Единая система управления охраной труда ОАО "Газпром" (ЕСУОТ ПБ) устанавливает единые требования к организации безопасности труда в Обществе и регламентирует:

- единый для всех организаций ОАО "Газпром", независимо от форм собственности, порядок управления охраной труда и промышленной безопасностью в соответствии с действующим законодательством, достижениями науки и техники и отраслевыми особенностями;
- создание здоровых и безопасных условий труда, снижение производственного травматизма и профессиональных заболеваний;

- совершенствование структуры управления охраной труда в ОАО "Газпром" в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации по охране труда и нормативными актами государственных органов надзора и контроля.

Генеральной концепцией открытого акционерного общества "Газпром" и его организаций при всех видах деятельности является приоритет охраны труда и промышленной безопасности. Никакие соображения экономического, технического или иного плана не могут быть приняты во внимание, если они противоречат интересам обеспечения безопасности работающих на производстве, населения и окружающей среды.

Заключение

На основе исходных данных основных параметров природного газа и прогноза разработки газоконденсатного месторождения были рассчитаны основные компоненты дожимной компрессорной станции, проведен подбор соответствующего оборудования, с расчетом и анализом подходящих вариантов и рассчитаны режимы работы ГПА, в результате проведенной работы была предложена следующая компоновка ДКС:

1. в качестве ГПА была подобрана установка ГПА 6,3РМ, а по расчетам назначено необходимое количество рабочих и резервных установок (2шт. – 1 рабочая, 1 резервная);
2. нагнетательной установкой был предложен центробежный компрессор 41,5-56М1 и по расчетам назначено необходимое количество рабочих и резервных агрегатов (2шт. – 1 рабочий, 1 резервный);
3. циклонные пылеуловители ГП 106.00. были рассмотрены и предложены для очистки поступающего природного газа на дкс, и рассчитано необходимое количество для поддержания нужной производительности (3 шт.);
4. в качестве газовых фильтр-сепараторов назначены ФСГ-250-6,3, необходимое количество для поддержания производительности (3 шт.);
5. проанализировав варианты аппаратов воздушного охлаждения рациональным выбором стал 2АВЗ – 5300, а рассчитав необходимое количество, назначили (5шт. – 4 рабочих, 1 резервный).

Список использованных источников

1. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы: Учебное пособие /. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.
2. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
3. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
4. Компрессорные станции. Дожимная компрессорная станция. [Электронный ресурс]. - http://www.intech-gmbh.ru/gas_booster_station.php.
5. ДКС на базе поршневых компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-porshnevykh-kompressorov/>.
6. ДКС на базе винтовых компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-vintovykh-kompressorov/>.
7. ДКС на базе центробежных компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-tsentrobeznykh-kompressorov/>.
8. Басниев К.С. «Энциклопедия газовой промышленности» 4-е изд. - Москва, Акционерное общество ТВАНТ, 1994. - 884 с.
9. Аппараты воздушного охлаждения. [Электронный ресурс]. - <http://zavodeo.ru/index.php/oborudovanie/apparaty>.
10. Классификация и конструктивные особенности сепараторов. [Электронный ресурс]. - <http://mdld.lcg.tpu.ru/mod/book/view.php?id=893>.

11. Технология промышленной подготовки нефти и газа. Сепарация нефти и газа. [Электронный ресурс] - <https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/view.php?id=12450>.
12. Коршак А.А., Шаммазов А.М., «Основы нефтегазового дела» Изд. «УГНТУ. Уфа. 2005г.
13. Состав и физические свойства природного газа. [Электронный ресурс] – <https://studfiles.net/preview/5807349/>.
14. Исследование реверсивной нагрузки в поршневых компрессорах. [Электронный ресурс] – <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/39399>.
15. Титов А. (Ариель Корп.), Семерка Б., Бойко А. (Газпром) Доклад на втором Европейском форуме по поршневым компрессорам. 17-18 мая 2001 г., г.Гаага (Нидерланды). «Химическая техника» №5, 2013, с. 8 - 12»;
16. Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services/ API Standard 618. Fifth edition, December 2007. API Energy.
17. Дожимные компрессорные станции, их назначение и время ввода. [Электронный ресурс] - <http://poznayka.org/s77629t1.html>.
18. Дожимные компрессорные установки для подготовки различных типов газа. [Электронный ресурс] - <https://neftegaz.ru/science/view/981-Dozhimnye-kompressornye-ustanovki-dlya-podgotovki-razlichnyh-tipov-gaza>.
19. Газопоршневые двигатели – конструкция и принцип работы. [Электронный ресурс] - <http://mitsubishi-engine.ru/articles/princip-raboty-gazoporshnevogo-dvigatelja>.
20. Перевощиков С.И. «Проектирование и эксплуатация компрессорных станций. Тюмень», ТюмГНГУ, 2004г.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 27409-97 Шум. Нормирование шумовых характеристик стационарного оборудования. Основные положения.
25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
26. СП 1.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы.
27. СП 2.13130.2012 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты.
28. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
29. СТО Газпром 18000.1-001-2014. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».
30. ГОСТ 12.4.002-74 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты рук от вибрации. Общие технические требования.
31. ГОСТ Р 12.4.296-2013. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).
32. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (ред. от 13.07.2015).
33. ГОСТ Р 22.0.03. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Природные чрезвычайные ситуации.
34. СТО Газпром 18000.1-003-2014. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».