

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Сатпаев А.Е, Узакпаева А.А, Ракова Д.Б.

Повышение эффективности работы компрессорной станции методом
модернизации газотурбинной установки

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

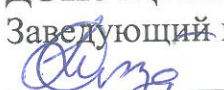

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой НИ
 М. К.Сыздыков
«13»  2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА


к дипломному проекту

На тему: «Повышение эффективности работы компрессорной станции
методом модернизации газотурбинной установки»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили

Сатпаев А.Е.
Узакпаева А. А.
Ракова Д.Б.

Научный руководитель
К.т.н. сениор-лектор
 Иргибаев Т. И.
«10» мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

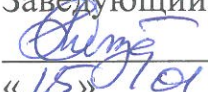
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ

 М. К. Сыздыков
«15» 05 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимися Сатпаев А. Е., Узакпаева А. А., Ракова Д.Б

Тема: Повышение эффективности работы компрессорной станции методом модернизации газотурбинной установки

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от 17.10.2018

Срок сдачи законченного проекта: «15» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте
вопросов:

а) Технико-технологическая часть;

б) Расчетная часть;

в) Экономическая часть;

г) Безопасность и охрана труда;

д) Охрана окружающей среды.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): Рекомендуемая основная литература: 13







ГРАФИК

подготовки дипломной работы (проекта)

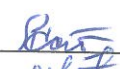
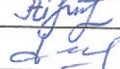

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	28.02.19 – 07.03.19	Нет
Специальная часть	08.03.19 – 31.03.19	Нет
Экономическая часть	01.04.19 – 15.04.19	Нет
Безопасность и охрана труда	16.04.19 – 23.04.18	Нет
Охрана окружающей среды	24.04.19 – 10.05.19	Нет

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	28.02.19 – 07.03.19	
Специальная часть	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	08.03.19 – 31.03.19	
Экономическая часть	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	01.04.19 – 15.04.19	
Безопасность и охрана труда	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	16.04.19 – 23.04.18	
Охрана окружающей среды	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	24.04.19 – 10.05.19	
Нормоконтролер	Иргибаев Т.И. Канд. техн. наук, senior лектор	10.05.19	

Научный руководитель _____  И.Т. Иргибаев

Задание принял к исполнению обучающиеся _____  Сатпаев А.Е.
 _____  Узакпаева А.А.
 _____  Ракова Д.Б.

Дата " 9 " января 2019 г.

АҢДАТПА

Дипломдық жобада Бейнеу компрессорлық стансасының газ құбырының жабдығы пайдаланылуын жетілдіру шаралары ұсынылады.

ЦН 370-18-1 газ сорғыш қондырылғысының орталық тепкіш айдағышы материал бөлшектерін қолдану арқылы жабдықтармен жетілдіруге көңіл бөлінген

Жоба бірнеше бөлімде ұсынылған:

- компрессор станциясы туралы жалпы ақпарат
- ауданның қысқаша климаттық сипаттамасы
- құбырдың қабырғасының қалыңдығы, компрессорлық станцияның жұмыс режимдері және аралық ауа салқындатқыштың ауа параметрлері үшін есептеулерді ұсынады
- шығындардың есептелуі және жаңғыртуды өтеу экономикада келтірілген
- компрессорлық станцияның қоршаған ортаға әсерін тигізетін негізгі факторлар және атмосфераға әсер етудің алдын алу немесе азайту шаралары қоршаған ортаны қорғау бөлігінде көрсетілген.

Дипломдық жобада ұсынылған барлық шаралардың жиынтығы қолданыстағы газ тасымалдау жүйесінің сенімділігі мен қауіпсіздігін қамтамасыз етеді.

АННОТАЦИЯ

В настоящем дипломном проекте предлагаются мероприятия по усовершенствованию эксплуатации оборудования компрессорной станции «Бейнеу».

Уделено внимание на усовершенствование оборудования газоперекачивающего агрегата центробежного нагнетателя ЦН 370-18-1 с использованием комплекта материальных частей.

Проект представлен несколькими разделами:

- Общие сведения о КС Бейнеу;
- Краткая природно-климатическая характеристика района;
- Представлены расчеты на толщину стенки газопровода, режимы работы КС и параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем;
- В экономической приведены расчеты затрат и окупаемости модернизации;
- В разделе охраны окружающей среды указаны основные факторы воздействия КС на окружающую среду и меры по предотвращению, либо уменьшения воздействия на атмосферу.

Все мероприятия, предлагаемые в настоящем дипломном проекте, в совокупности обеспечивают надежность и безопасность существующей системы перекачки газа.

ANNOTATION

In this diploma work proposed measures to improve the equipment operations of the Beineu compressor station.

Attention is paid to the improvement of the equipment of the gas pumping unit of the centrifugal TsN 370-18-1 supercharger using a set of material parts.

The project is presented in several sections:

- general information about the compressor station
- brief climatic characteristic of the area
- presented calculations of the wall thickness of the pipeline, operating modes of the compressor station and air parameters for the intermediate cooling water
- calculations of costs and payback of modernization are given in economics
- the main factors of compressor station affecting on the environment and measures to prevent or reduce exposure to the atmosphere are indicated in the section of environmental protection

All activities proposed in this diploma project, in the aggregate, ensure the reliability and safety of the existing gas transfer system.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1	Технико-технологическая часть	11
1.1	Характеристика проектируемого объекта	11
1.2	Месторасположение и климатические условия ЛПУ “Бейнеу”	11
1.3	Общие сведения о КС “Бейнеу”	12
1.4	Описание технологической схемы компрессорной станции	12
1.5	Компрессорный цех	13
1.6	Газоперекачивающий агрегат	14
1.7	Установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа	18
1.8	Узел переключения	19
1.9	Установки очистки газа	20
1.10	Узел редуцирования давления	20
1.11	Масляное хозяйство компрессорного цеха	20
1.12	Узел предотвращения гидратообразователя	20
2	Расчетная часть проекта	22
2.1	Расчет толщины стенки газопровода	22
2.2	Расчет режима работы компрессорной станции	23
2.3	Определение параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем	27
3	Технико-экономическая часть	28
3.1	Общие положения	28
3.2	Анализ годовой продуктивности	28
3.3	Определение капитальных затрат	28
3.4	Определение эксплуатационных затрат	29
3.5	Расчет приведенных расходов по альтернативным системам	31
3.6	Определение экономической производительности	33
3.7	Оценка рентабельности по экономичности расхода масла и эффективности расхода газа	33
4	Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	34
4.1	Опасные факторы на производстве	34
4.2	Мероприятия по обеспечению техники безопасности	36
4.3	Системы пожаротушения и контроль загазованности	40
4.4	Расчет освещения цеха	42
5	Охрана окружающей среды	44
5.1	Анализ воздействия проектируемого объекта на окружающую среду	44
5.1.1	Воздействие на атмосферу	44
5.1.2	Воздействие на гидросферу	44
5.1.3	Воздействие на литосферу	45

5.2	Организационные мероприятия	45
5.3	Природоохранные мероприятия и инженерная защита окружающей среды	46
5.3.1	Защита атмосферы	47
5.3.2	Защита гидросферы	47
5.3.3	Защита литосферы	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ		
Приложение А		

ВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день использование газа в хозяйственном промысле Казахстана занимает весьма значительное место.

Для перекачки данного вида топлива самым экономичным способом доставки до места их потребления является трубопроводный транспорт.

Для снабжения газом потребителей нашей страны создана крупнейшая сеть газопроводов. Основной частью магистральных газопроводов по которым осуществляется транспортировка природного от промысла к потребителям является компрессорные станции.

Современная компрессорная станция (КС) - это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по подготовке и транспортировки природного газа. Параметрами работы КС определяется режим работы газопровода.

Они увеличивают производительность газопроводов повышением давления на выходе из станции за счет сжатия газа. Компрессорные станции входят в состав линейных производственных управлений магистральных газопроводов.

1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика проектируемого объекта

Рассматриваемая в проекте, КС «Бейнеу» относится к АО «Интергаз Центральная Азия». Оно является дочерним предприятием АО «КазТрансГаз», входит в состав Акционерного общества Национальной Компании «КазМунайГаз» и осуществляет транспортировку природного газа из Средней Азии в Россию, на Северный Кавказ по транснациональным газопроводам, в том числе транспортируется казахстанский природный газ на экспорт и внутренним потребителям.

В состав АО «Интергаз Центральная Азия» входят девять управления магистральными газопроводами: УМГ «Атырау», УМГ «Актау», УМГ «Актобе», УМГ «Уральск», УМГ «Костанай», УМГ «Шымкент», УМГ «Кызылорда», УМГ «Тараз» и УМГ «Алматы». Непосредственное управление технологическими участками магистральных газопроводов осуществляют 10 линейно-производственных управлений (ЛПУМГ). В эксплуатационную зону ЛПУМГ входят: участок магистрального газопровода, газокompрессорная станция, газораспределительные станции, газопроводы-отводы, вспомогательные технологические подразделения и ремонтные службы.

Газотранспортная система УМГ «Актау» состоит из трёх самостоятельных систем магистральных газопроводов: «Средняя Азия - Центр» (САЦ) в виде многониточного коридора газопроводов, составленных из различных работоспособных участков САЦ-1, САЦ-2, САЦ-3, Л-САЦ-4, САЦ-5, для транспортировки природного газа из Средней Азии и Казахстана в Россию; магистральный газопровод «Окарем – Бейнеу» для доставки газа из Туркмении и от месторождений Прикаспийского региона в систему магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр»; магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и МГ «Узень-Жетыбай-Актау».

В состав УМГ «Актау» входят: три линейно – производственных управлений. Основная задача линейно-производственных управлений, это бесперебойная перекачка природного газа [1].

1.2 Месторасположение и климатические условия ЛПУ «Бейнеу»

Линейно-производственное управление Бейнеу расположена в восточной окраине Прикаспийской низменности и административно входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области, Республики Казахстан. Год основания – 1967г.

Ближайшим населенным пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (3,5 км). Расстояние до областных центров г. Актау и г. Атырау составляют 465 км и 435км соответственно. Общая площадь составляет 2,4606 га.

Рельеф местности равнинно-холмистый. Основание фундамента данной местности суспесь, тугопластичная. По химическому составу подземные воды хлоридно-натриевые с повышенным содержанием сульфатов, высокоминерализованные. Глубина промерзания грунта – 1,4 м.

Теплый период (апрель-октябрь) характеризуется очень малым количеством осадков - менее 120 мм. Летние осадки, как правило, непродолжительны и носят ливневый характер. По типу и степени увлажнения район относится к IV-ой климатической зоне, которая характеризуется недостаточной увлажненностью.

Глубина залегания уровня грунтовых вод зависит от рельефа местности и изменяется от 4,7 до 5,1 м. Подземные воды относятся к водоносным комплексам четвертичных отложений и представляют собой в основном пресные воды с минерализацией до 1 г/л. Влияние моря незначительно и выражается в повышении влажности воздуха, некоторым повышением температуры в зимнее время и понижением температуры в летние месяцы лишь в прибрежной зоне района.

Средняя максимальная температура наиболее жаркого времени года принята равной 32,3С. Средняя температура наружного воздуха самого холодного месяца января - 9,6°С.

Среднегодовая скорость ветра равна 5,5 м/с. В зимнее время преобладают ветры восточного и юго-восточного направления, в летний период - западного и северо-западного направлений [2].

1.3 Общие сведения о КС «Бейнеу»

Компрессорная станция «Бейнеу» - это компрессорная станция, которая предназначена для повышения давления и перекачки газа по магистральному газопроводу. КС служит элементом для управления в комплексе сооружений, входящих в магистральные газопроводы. Наличие ЛПУ позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления, максимально использовать аккумуляторную способность газопроводов.

В состав Бейнеуского линейно-производственного управления, входят следующие основные службы:

- Газокомпрессорная служба (ГКС)
- Служба контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА)
- Служба энерговодоснабжения (ЭВС)
- Линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС)
- Служба электрохимической защиты (ЭХЗ)

Где газокомпрессорная служба, является важнейшим звеном в газотранспортной системе. Служба ГКС осуществляет управление за процессом работы газоперекачивающего оборудования, отвечает за перекачку газа по магистральным газопроводам и газопроводам – отводам, за обеспечение природным топливом местных потребителей [2].

1.4 Описание технологической схемы компрессорной станции

Главным технологическим объектом компрессорной станции «Бейнеу» является компрессорный цех, который обслуживает магистральный газопровод. Газ через узел подключения отбирается из магистрального газопровода Ду1400мм, поступает через кольцо Ду1000мм на установку очистки газа. После очистки газ поступает на всасывание газоперекачивающих агрегатов компрессорного цеха. Компримирование газа осуществляется тремя газоперекачивающими установками ГТК-10-4. Подключение газоперекачивающих установок последовательное.

Сжатый газ из компрессорного цеха направляется по двум трубам Ду1000мм на установку охлаждения. Охлаждение газа производится в аппаратах воздушного охлаждения.

После охлаждения газа с температурой 13,9 – 39,6°С шлейфом Ду1400мм направляется в магистральный газопровод. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу совмещен с камерами приема и запуска очистного устройства магистрального газопровода. Продукты очистки газопровода направляются в устройство по организованному сбору воды и углеводородного конденсата, которое учитывается в линейной части настоящего проекта.

1.5 Компрессорный цех

В состав Бейнеуского компрессорного цеха входят: газоперекачивающие агрегаты с трубопроводной обвязкой, приборами контроля и управления; наружная газовая обвязка центробежных нагнетателей; вспомогательные установки и оборудование (маслохозяйство, газораспределительные пункты, системы контроля и управления и другие) [2].

Газовая турбина представляет собой механический приводной агрегат с двумя валами. В состав агрегата входят: осевой компрессор; камера сгорания (вертикальная или горизонтальная); одноступенчатая осевая реактивная турбина (первая ступень), приводящая в действие компрессор; одноступенчатая осевая турбина низкого давления со свободным или независимыми потоками (вторая ступень), приводящая в действие оборудование, создающее нагрузку. Турбина снабжена четырьмя коренными подшипниками, предназначенными для подпорки компрессора и роторов турбины. В ГТУ тепло, получаемое в результате сжигания топлива (газа), превращается в механическую энергию для привода центробежного нагнетателя, представляющего собой одноступенчатый компрессор для компримирования газа [3].

Воздух, используемый для сжигания топлива, подается в камеру сгорания с избытком (коэффициент разбавления в пределах от 3 до 9). Перед поступлением в камеру сгорания сжатый воздух проходит через фильтр и нагревается в воздухоподогревателе за счет тепла уходящих газов из турбины

низкого давления (ТНД). В камере сгорания топливо сгорает в смеси с первичным воздухом и, перемещаясь с избыточным воздухом, поступает последовательно в турбины высокого (ТВД) и низкого (ТНД) давления. Продукты сгорания (окислы азота, оксид углерода) проходят регенерацию и через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу [3].

1.6 Газоперекачивающий агрегат

Газоперекачивающий агрегат - сложная энергетическая установка, предназначенная для компримирования природного газа, поступающего на КС по магистральному газопроводу. ГТК-10-4 применяется для привода ЦН 370-18-1 работающего при давлении перекачиваемого газа 76кг/см².

Номинальное значение параметров ГТК-10-4

Мощность на муфте нагнетателя	1000 кВт
КПД на муфте нагнетателя	28%
Температура наружного воздуха	+15° С
Давление наружного воздуха	1.033 кгс/см ²
Частота вращения силового вала	4800 об/мин
Частота вращения компрессорного вала	5300 об/мин

Газотурбинная установка состоит из двух механически несвязанных между собой турбин (турбины высокого давления — для привода воздушного компрессора и силовой турбины — для привода газового нагнетателя), воздушного компрессора, камеры сгорания, воздухоподогревателя, пускового турбодетандера, а также систем смазки, регулирования, защиты и управления, обеспечивающих нормальную работу и обслуживание установки. Состав ГПА:

1. Воздухозаборная камера (ВЗК) (КВОУ) нужна для подготовки циклового воздуха, поступающего из атмосферы на вход осевого компрессора. На разных типах ГПА воздухозаборные камеры имеют различные конструкции, но все предназначены для очистки поступающего воздуха и понижения уровня шума в районе ВЗК.

2. Пусковое устройство (турбодетандер, воздушный необходимо для первоначального раскручивания осевого компрессора (ОК) и турбины высокого давления (ТВД) в момент пуска ГПА.

3. Осевого компрессор (ОК) предназначен для подачи необходимого количества воздуха в камеру сгорания газотурбинной установки.

4. Турбина высокого давления ТВД служит приводом осевого компрессора и находится с ним на одном валу.

5. Турбина низкого давления (ТНД) служит для привода центробежного нагнетателя.

6. Нагнетатель природного газа представляет собой центробежный газовый компрессор без наличия промежуточного охлаждения и предназначен для компримирования природного газа.

7. Краны обвязки ГПА.

8. Регенератор (воздухоподогреватель) представляет собой теплообменный аппарат для повышения температуры воздуха, поступающего после ОК в камеру сгорания (КС), и тем самым снижения расхода топливного газа по агрегату.

9. Камера сгорания необходима для сжигания топливного газа в потоке воздуха и получения продуктов сгорания с расчетными параметрами (давление, температура) на входе в ТВД.

10. Блок подготовки пускового и топливного газа представляет собой комплекс устройств, при помощи которых часть газа, отбираемого из магистрального газопровода, очищается от механических примесей и влаги, доводится до необходимых параметров, обусловленных требованиями эксплуатации газоперекачивающих агрегатов.

11. Аппараты воздушного охлаждения масла необходим для охлаждения масла для смазки после подшипников турбин и нагнетателя.

Кроме того, каждый ГПА снабжен системой электроснабжения, регулирования основных параметров агрегата, системами агрегатной автоматики, автоматического пожаротушения, обнаружения загазованности помещения и др.

Пуск агрегата осуществляется пусковым турбодетандером, который работает на перекачиваемом по магистрали газе. Топливом является перекачиваемый природный газ.

Модернизация центробежного нагнетателя

С целью модернизации нашего нагнетателя ЦБН 370-18-1 на ЛПУ «Бейнеу» изготавливается комплект материальных частей (КМЧ) центробежного нагнетателя природного газа 370-18-1 [4].

Целью данной разработки является создание 3-х КМЧ на степень сжатия 1,27 для последовательной работы центробежных нагнетателей 370-18-1 с КМЧ, перекачивающих 18 млн.нм³/сут природного газа.

При создании КМЧ должны быть использованы:

- конструкторская документация на исходный нагнетатель 370-18-1;
- нормативная документация;
- техническая спецификация.

Комплект материальных частей при модернизации нагнетателя должно соответствовать требованиям настоящего технического задания и технической документации.

Наименование состава КМЧ:	Количество
Гильза	1
Модернизированная камера всасывающая со сборной кольцевой камерой	1
ЗИП одиночной на гарантийный срок	1 компл.
Эксплуатационная документация	1 компл.

Конструкция комплекта должна допускать два варианта воздействия температуры окружающего воздуха:

- от плюс 5 до плюс 45°C на работающем ГПА;

- от минус 55 до плюс 45°C на неработающем ГПА. Для эксплуатационного хранения и транспортирования. Виброперемещения ротора нагнетателя не должны превышать 90 мкм.

Конструкция КМЧ должна обеспечивать отстройку критических скоростей вращения от рабочего диапазона не менее чем на 20%.

Основные параметры нагнетателей 370-75/1,27 при трехступенчатом сжатии газа (распределение степеней сжатия определялась из расчета потребляемой мощности нагнетателей не более 7 МВт).

В таблице 1 приведены параметры номинального режима КМЧ 370-75/1,27.

В таблице 2 приведены параметры КМЧ на режиме совместной работы последовательно трех КМЧ с полной производительностью.

Таблица 2 – режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе $P_{вх} = 37 \text{ кг/см}^2$.

В таблице 3 приведены параметры КМЧ 370-75/1,27 на режиме совместной работы последовательно двух КМЧ с полной производительностью.

Таблица 3 – режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе $P_{вх} = 47 \text{ кг/см}^2$.

Значение политропного КПД, потребляемой мощности, частоты вращения для ступеней сжатия, указанные в таблице 2, уточняются по результатам испытаний [5].

Рабочий диапазон изменения частоты вращения нагнетателя с КМЧ от 3340 об/мин до 5015 об/мин.

Номинальный режим работы нагнетателя с КМЧ должен отстоять от границы помпажа не менее, чем на 20% (относительных) по объемному расходу при постоянной частоте вращения. Фактический запас газодинамической устойчивости уточняются по результатам испытаний.

Расчетный состав природного газа, поступающего в нагнетатель, в мольных долях (объемные) % :

Компонент	Состав газа
Метан (CH ₄) -	97,06
Этан (C ₂ H ₆) -	1,22
Пропан (C ₃ H ₈) -	0,135
i-бутан (C ₄ H ₁₀)	0,027
n- бутан (C ₄ H ₁₀)	0,031
i-пентан (C ₅ H ₁₂)	0,0151
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0,011
гепсан (C ₆ H ₁₄)	0,048
гептан+высшие (C ₇ H ₁₆)	0,009
азот (N ₂)	0,239
диоксид углерода (CO ₂)	1,176

водород (H ₂)	0,008
гелий (He) -	0,012
молекулярная масса, кг/моль	16,7
расчетная плотность газа, (20°С и 0.1013 МПа), кг/м ³	0,694

Массовая концентрация примесей твердых частиц должна быть не более 5 мг/м³, размер частиц не более 40 мкм.

Сжимаемый газ нетоксичен, некоррозионный, горюч, взрывоопасен при объемной доле газа в воздухе от 5 до 15 % (природный газ).

Масса наиболее тяжелой составной части КМЧ, поднимаемой при проведении ремонтных работ – не более 6000 кг.

Величина потерь давления в переходных патрубках между компрессорами не более 2,5%

Требования к надежности и ресурсным показателям

Показатель надежности КМЧ (по вновь изготовленным деталям) в условиях эксплуатации, которые мы задаем, при соблюдении установленного порядка технического обслуживания, ремонтов и восстановления в течение назначенного срока эксплуатации и наработки должна соответствовать следующему требованию:

-средняя наработка на отказ, не менее- 12500 ч;

Ресурсы КМЧ (по вновь изготовленным деталям) с момента сдачи в промышленную эксплуатацию должны составлять (не менее):

-ресурс между средними ремонтами- 25 000 ч;

-ресурс между средними ремонтами- 50 000 ч;

-назначенный ресурс (суммарная наработка) -100 000 ч.

Базовые детали и узлы с ограниченным ресурсом должны иметь срок службы не менее срока между капитальными ремонтами.

Ресурс ротора - 50 000 ч.

По истечении указанного ресурса рекомендуется замена ротора
Расчетный ресурс статорных деталей - 100 000 ч.

Назначенный срок службы КМЧ с учетом назначенного ресурса эксплуатации - не более 20 лет [5].

Условия эксплуатации, требования к техническому обслуживанию и ремонту

Нагнетатель с установленным КМЧ должен эксплуатироваться в соответствии с требованиями и правилами, которые изложены в руководстве по эксплуатации и в паспортах на комплектующее оборудование.

Техническое обслуживание и ремонт нагнетателя с установленным КМЧ должны обеспечивать поддержание нагнетателя в работоспособном состоянии в течение всего срока службы.

Обслуживание нагнетателя с установленным КМЧ во время эксплуатации должно проводиться специально обученным персоналом восстановление номинальных показателей КПД и потребляемой мощности не менее плюс 5°С.

Объем поставляемого комплекта ЗИП одиночного должен обеспечивать эксплуатацию нагнетателя с КМУ с выполнением требований по надежности в

течение гарантийного срока. Организации обеспечивает п обеспечивающих нормальную эксплуатацию оборудования на про срока службы. Предприятие – изготовитель по отдельным заявкам эксплуатирующей организации обеспечивает поставку запасных частей в количествах, обеспечивающих нормальную эксплуатацию оборудования на протяжении всего срока службы.

Требования безопасности и экологии

Нагнетатель с установленным КМЧ должен соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудованию производства категории «А» (НПБ 105 и Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008г.), а также требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.016-81.

Действительные уровни звуковой мощности в октавных полосах частот нагнетателей с КМЧ должны определяться по результатам испытаний в составе ГПА и указываться в технических условиях на ГПА.

Конструкция нагнетателя не должна допускать протечек газа за его пределы и подсоса воздуха из окружающей среды.

Предотвращение попадания газа в нагнетатель в нерабочем режиме со стороны всасывания и нагнетания должно осуществляться стационарными средствами

Сборочные единицы и детали КМЧ массой более 20 кг должны иметь свойства для их перемещения грузоподъемными средствами. При подъеме и перемещении грузов должны соблюдаться требования ГОСТ 12.3.009-76 . Основные стадии и этапы разработки стадии разработки конструкторской документации и этапы выполнения работ приведены в таблице 3 [5].

1.7 Установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа

Природный газ из магистрального газопровода через узел переключения поступает в компрессорную станцию на очистку. Параллельно, через газораспределительные пункты собственных нужд (ГРПН), часть газа направляется в котельную КС в качестве топлива.

Для качественной подготовки топливного, пускового и импульсного газа применены: блок очистки газа (БО), блок подогревателя газа (БПГ), блок замера газа (БЗ), блок редуцирования топливного и пускового газа (БРТПГ), блок осушки и хранения импульсного газа (БОИГ), теплообменники (ТО-1, ТО-2). [3]

Газ поступает в блок очистки газа в фильтр сепаратор, где очищается от пыли и жидкости (вода, углеводородный конденсат и другие). Жидкость из фильтра - сепаратора удаляется автоматически по уровню в сборниках жидкости в устройство по организованному сбору воды и конденсата.

Очищенный газ через теплообменник-1 замеряется в блоке замера газ и затем разделяется на два потока: один направляется в блок осушки и хранения импульсного газа, другой – в подогревателя газа. Подогретый газ из БПГ разделяется на четыре потока:

- один - топливный газ – через блок замера газа поступает в блок редуцирования топливного и пускового газа;

- другой - пусковой газ – направляется в БРТПГ;
- третий газ на АГРС.

Топливный и пусковой газ из БРТПГ поступает в общестанционные коллекторы топливного и пускового газа.

В блоке осушки и хранения импульсного газа газ в адсорберах осушается и направляется на хранение в две емкости, оборудованные обратными клапанами на входе газа. Импульсный газ из одной емкости расходуется на открытие и закрытие кранов узла подключения КС, из другой емкости – на открытие и закрытие кранов компрессорного цеха.

В связи с относительно низкой температурой компримируемого газа (-30°C), подогрев топливного газа в зимнее время выполняется двух ступенчато:

- в первом теплообменнике газ, идущий на собственные нужды, подогревается до температуры 20-25°C до дросселирования с целью предотвращения образования гидратов при дросселировании;
- во втором теплообменнике подогревается с дросселированием до 2,5 МПа газ, от температуры +10°C до +20-25°C.

Подогрев газа для собственных нужд осуществляется только при работе КЦ [3].

1.8 Узел переключения

Для технологического переключения газопотока в зависимости от сложившейся ситуации необходимо установления узла переключения. Здесь же можно предусмотреть возможность транспортировки газа потребителям по линии байпас, то есть по обводной нитке, минуя АГРС при аварийных ситуациях. При установлении байпасной линии дросселирование давления газа проводится вручную с помощью кранов. При этом контролировать выходное давление необходимо визуально, с помощью выходных манометров. Кроме того, в узле переключений имеются предохранительные клапаны, предназначенные для того чтобы защитить трубопроводы и оборудование от превышения давления на выходе, и продувочные свечи для продувки системы трубопроводов и стравливания остатков газа после закрытия каких-либо кранов [4].

1.9 Установки очистки газа

Чтобы очистить газ от твердых и жидких примесей, таких как вода, песок, сварочный грат, пыль и т.п., используют узел очистки. Данная операция происходит с помощью пылеуловителей, таких как циклонный, которые установлены на входе компрессорной станции.

1.10 Узел редуцирования давления

Для того чтобы поддержать входное давление газа на определенном уровне, а также в случае когда нужно снизить его до необходимого для

потребителей значения используется узел редуцирования. Для процесса редуцирования используют регуляторы давления, такого как РДУ-50-01. В ней находятся 2 нитки. Одна из них всегда находится в постоянном резерве. Она начинает работать в случае, когда давления газа уменьшается на выходе, это случается из-за резкого скачка количества потребителей, и поддерживает его номинальное значение на выходе.

1.11 Масляное хозяйство компрессорного цеха

В компрессорном цехе присутствует маслохозяйство, поставленное комплектно с ГПА, в состав которого присутствуют: фильтры масла в маслопроводах на входе в каждый агрегат; маслоблоки с баками отработанного и чистого масла; стационарные и передвижные маслоочистительные машины для очистки масла на работающем и остановленном агрегате; насосы подачи чистого масла к агрегатам и насосы откачки отработанного масла в специальный резервуар на складе горюче-смазочных материалов.

Газотурбинный агрегат смазывается замкнутой системой смазки под давлением, состоящей из насосов маслоподпитки (главного, вспомогательного и аварийного), маслобака, фильтров, охладителей, клапанов и различных контрольных и защитных устройств. Для того чтобы масло охладилось используют аппараты воздушного охлаждения, поставленные комплектно с ГПА.

1.12 Узел предотвращения гидратообразователя

Если газ проходит по магистрали при температуре наружного воздуха ниже точки росы происходит образование скопления водяного конденсата в газопроводе.

Образовавшийся конденсат в холодное время года может превратиться в лед. Этот процесс приведет к уменьшению внутреннего диаметра газопровода, а также возможно образование пробки, вследствие перекрытия трубопровода.

Чтобы избежать таких угроз на ГРС и на крановых площадках необходимо установить узлы, которые будут предотвращать гидратообразование. В узлы входят печи для подогрева газа или метанольные установки, которые устанавливаются на ГРС перед узлом редуцирования [3].

2. Расчетная часть проекта

В данном проекте предлагается произвести расчет компрессорной станций, оборудованной центробежными нагнетателями включает в себя расчеты, связанные с определением толщины стенки газопровода;

- параметров перекачки газа;
- выбор типа, мощности и количества основных машин для перекачки газа;

- расчет режима работы компрессорной станций.

Магистральный газопровод относится к III и IV категориям проходит по равнинной местности.

2.1 Расчет толщины стенки газопровода

Исходные данные:

Диаметр газопровода, D_m , мм – 1420

Рабочее проектное давление P , МПа – 7,5

Температурный перепад Δt , °С – 45

1) Задаем ориентировочно характерными для данного диаметра труб (марок стали), выпускаемых промышленностью значений предела, прочности $\sigma_s = 588$ МПа и определяем нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1 , МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (2.1)$$

где, R_1^H - нормативное сопротивление, $R_1^H = \sigma_B$

m - коэффициент условий работы трубопровода;

$m = 0,9$ - для участков трубопровода III и IV категорий;

k_1 - коэффициент надежности по материалу; $k_1 = 1,47$

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

Если $D \leq 1000$ мм, то $k_H = 1,05$

$$R_1 = \frac{588 * 0,9}{1,47 * 1,05} = 343 \text{ МПа}$$

2) Определим толщину стенки по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P_n D_n}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (2.2)$$

где n_p - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;
 $n_p = 1,1$

Тогда толщина стенки будет равна:

$$\delta = \frac{1,1 * 7,5 * 142}{2(343 + 1,1 * 7,5)} = 1,67 \text{ см},$$

По полученному результату выбираем толщину стенки трубы по сортаменту и проверяем выбранную трубу на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, МПа, определяемых от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругости работы металла труб. Ориентировочно выбираем трубу Харцизского трубного завода ТУ 14-3-1938-2000 1420 х 18,7мм.

3) Определяем внутренний диаметр трубы $D_{вн}$, мм:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta \quad (2.3)$$

Где D_n - наружный диаметр трубы;

δ_n – выбранная по сортаменту толщина стенки трубы;

$$D_{вн} = (1420 - 2 \cdot 18,7) = 1382,6 \text{ мм}.$$

4) Проверяем выбранную трубу на наличие продольных осевых напряжений, МПа:

$$\sigma_{npt} = -\alpha_t * E * \Delta t + \mu \frac{n * P_n * D_{вн}}{2\delta}, \quad (2.4)$$

где, α_t - коэффициент линейного расширения металла труб, для стали
 $\alpha_t = 0,000012 \text{ град}^{-1}$

E – модуль упругости, для стали $E = 2,1 * 10^5 \text{ МПа}$

Δt – расчетный температурный перепад, °С ;

μ - коэффициент поперечной упругой деформации: Пуассона, в стадии работы металла, $\mu = 0,3$;

$$\sigma_{npt} = -1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * 45 + 0,3 \frac{1,1 * 7,5 * 138,26}{2 * 1,67} = -10,95 \text{ МПа}$$

5) Поскольку результат отрицателен, то толщину стенки необходимо скорректировать. Для этого рассчитываем значение поправочного коэффициента ψ :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (2.5)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-10,95|}{343} \right)^2} - 0,5 \frac{|-10,95|}{343} = 0,98 \text{ см};$$

Тогда
$$\delta = \frac{1,1 * 7,5 * 142}{2(0,98 * 343 + 1,1 * 7,5)} = 1,7 \text{ см};$$

б) В заключении проверяем выбранную трубу с точки зрения технологии сварочно-монтажных работ.

$$\frac{D_n}{140} < \delta < 0,4$$

$$1,01 < 1,87 > 0,4$$

Вывод: По результатам расчета возникающие в трубе продольные напряжения не опасны и выбранная нами труба полностью соответствует заданным параметрам.

2.2 Расчет режима работы компрессорной станций

Рассчитаем режим работы компрессорной станций.

Исходные данные для расчета.

$Q = 65$ млн.м³/сут – подача газа

$P = 5,6$ МПа абсолютное давление в нагнетателе;

$T = 300$ К- температура;

$\Delta = 0,67$ – относительная плотность газа;

$n = 4600$ об/мин – фактическая частота вращения ротора нагнетателя

➤ Определим газовую постоянную:

$$R = \frac{R_v}{\Delta} \quad (2.6)$$

где, R_v - газовая постоянная воздуха; $R_v = 286,8$ Дж/ кг*К

$$R = \frac{R_v}{\Delta} = \frac{286,8}{0,67} = 428 \text{ Дж/ кг*К}$$

➤ Для определения коэффициента сжимаемости по давлению $P_n = 3,7$ МПа, температуре $T_{вх} = 300$ К и относительной плотности $\Delta = 0,67$ определим $Z_{np} = 0,91$ по номограмме (см.рис.1). Определим плотность газа при стандартных условиях и при условий входа в нагнетатель:

$$\rho_{cm} = \Delta * \rho_e, \quad (2.7)$$

где ρ_v - плотность воздуха

$$\rho_{cm} = 0,67 * 1,206 = 0,80 \text{ кг/м}^3$$

➤ Производительность одного нагнетателя:

$$Q = \frac{Q_{кc}}{2}, \quad (2.8)$$

$$Q = \frac{65 * 10^6}{2} = 32,5 * 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Объемная производительность одного нагнетателя при условии всасывания

$$Q = \frac{Q * \rho_{cm}}{24 * 60 * \rho_v}, \quad (2.9)$$

$$Q = \frac{0,72 * 32,5 * 10^6}{24 * 60 * 31,2} = 562 \text{ м}^3/\text{мин}$$

➤ Определим приведенную объемную подачу нагнетателя:

$$Q_{np} = Q_v \frac{n_n}{n}, \quad (2.11)$$

$$Q_{np} = 562 \frac{4800}{4600} = 586 \text{ м}^3/\text{мин}$$

➤ Приведенная частота вращения:

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{np} * R * T_{np}}{Z_{vx} * R * T_{vx}}}, \quad (2.12)$$

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} = \frac{4600}{4800} \sqrt{\frac{0,9 * 490 * 288}{0,91 * 428 * 290}} = 0,97$$

где, Z_{np} , T_{np} - сжимаемость, газовая постоянная и температура газа соответственно, которых были сняты приведенные характеристики нагнетателя ГПА-10-4. По номограмме (см.рис.2) определим

$$Z_{np} = 0,9; T_{np} = 288\text{K}; R = 490 \text{ Дж/кг*К}$$

➤ По приведенным характеристикам нагнетателя степень сжатия $\epsilon = 1,27$;
Относительная внутренняя мощность

i :

➤ Определим потребляемую мощность нагнетателя:

$$N_i = \frac{i}{\rho_{np}} * \left(\frac{i}{\rho_n} \right)_{np} * \left(\frac{n}{n_n} \right)^3_{np}, \quad (2.13)$$

где $\frac{i}{\rho_{np}}$ - приведенная относительная внутренняя мощность

По графику на рис. 3 с помощью степени сжатия определим $\frac{i}{\rho_{np}} = 337 \text{ кВт} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

:

$$N_i = 337 * 190 * (2,3)^3 = 5790 \text{ кВт}$$

- Потребляемая мощность ниже номинальной (10000 кВт). Мощность на валу привода нагнетателя:

$$N = N_i + 100 = 5790 + 100 = 5890 \text{ кВт}$$

где, 100- мощность (в кВт), расходуемая на преодоление механических потерь при ГТП.

- Давление на выходе нагнетателя:

$$P_{\text{вых}} = \epsilon * P_{\text{вх}}, \quad (2.14)$$

$$P_{\text{вых}} = 1,28 * 5,6 = 7,2 \text{ МПа}$$

- Предельно допустимое давление на выходе из КС $P_{\text{вых}} = 7,2 \text{ МПа}$.

Таким образом, по давлению газопровод загружен практически полностью и далее увеличивать частоту вращения нецелесообразно, несмотря на то, что нагнетатель работает не на полную мощность [12].

2.3 Определение параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем

Определение параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем (ВО) ГТУ и тепловой мощности, отбираемой от воздуха в ВО при имеющихся данных: температура и давление воздуха при входе в ВО $T_{\text{вх}} = 343 \text{ К}$, $P_{\text{вх}} = 0,4 \text{ Мпа}$; температура окружающей среды $T_a = 288 \text{ К}$; коэффициент давления в ВО $\sigma_{\text{ВО}} = 0,97$; степень охлаждения воздуха в ВО $\theta = 0,84$; расход воздуха $G_a = 40 \text{ кг/с}$.

Решение:

1. Температура воздуха за ВО:

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{вх}} - \theta * (T_{\text{вх}} - T_a) \quad (2.15)$$

$$T_{\text{вых}} = 343 - 0,84 * (343 - 288) = 296,8 \text{ К}$$

2. Давление воздуха за ВО:

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{вх}} * \sigma_{\text{ВО}} = 0,4 * 0,97 = 0,388 \text{ Мпа}$$

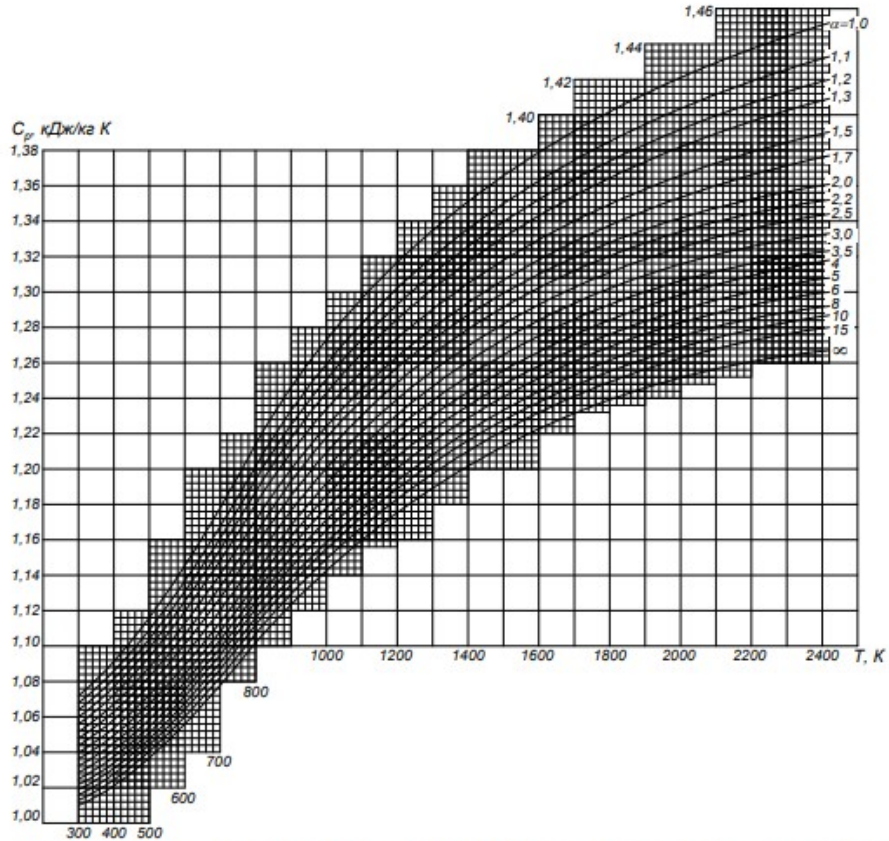
3. Средняя температура воздуха в ВО:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{вх}} + T_{\text{вых}}}{2} = \frac{343 + 296,8}{2} = 319,9 \text{ К}$$

4. Истинная массовая изобарная теплоемкость влажного воздуха при температуре $T_{cp} = 319,9$ К:

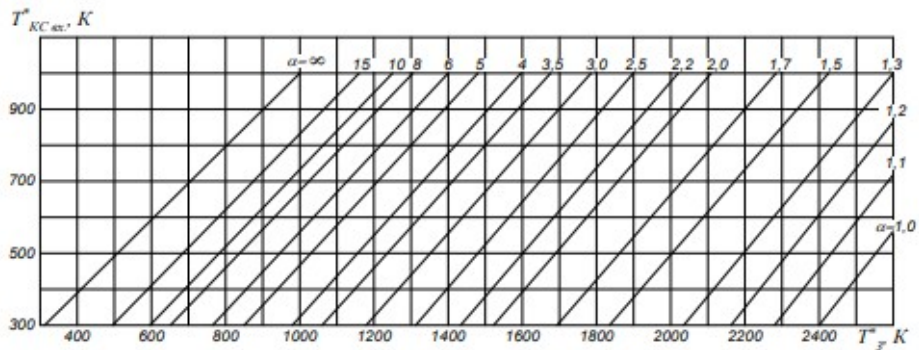
$$C_p = \frac{C_{pe} + C_w * d}{1 + d} \quad (2.16)$$

4.1.1 Истинная массовая изобарная теплоемкость сухого воздуха при $T = T_{cp}$



$$C_{pe} = 1,008 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

4.1.2 Коэффициент избытка воздуха при различных температурах



$\alpha = \infty$

4.2 Истинная массовая теплоемкость влаги при $T = T_{cp}$:

Истинная массовая теплоемкость воды и водяного пара C , кДж/кг·К, при

различных давлениях и температурах

t	Давление P , МПа			
	0,01	0,1	0,5	1,0
0	4,217	4,217	4,215	4,212
20	4,182	4,182	4,181	4,179
40	4,179	4,179	4,178	4,176
60	1,899	4,185	4,184	4,183
80	1,900	4,196	4,195	4,194
100	1,902	2,038	4,215	4,213
120	1,908	2,002	4,244	4,242
140	1,915	1,984	4,284	4,283
160	1,923	1,976	2,287	4,337

$$C_w = 4.18032$$

4.3.1 Давление насыщения при температуре $T_{\text{exk}} = 288 \text{ K}$ (15°C)

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35	40
$P_s, \text{Па}$	611	872	1227	1741	2337	3166	4242	5468	7375

$$P_{n1} = 1741 \text{ Па} = 0,001741 \text{ МПа.}$$

4.3.2 Парциальное давление пара во влажном воздухе

$$P_{n1} = \varphi * P_{n1} = 0,7 * 0,001741 = 0,0012 \text{ МПа.}$$

относительная влажность воздуха $\varphi = 0,7$

4.3.3 Парциальное давление сухого воздуха

$$P_{e1} = P_a - P_{n1} = 0,1013 - 0,0012 = 0,1001 \text{ МПа.}$$

Давление воздуха $P_a = 0,1013 \text{ МПа}$

4.3.4 Влажосодержание

$$d = \frac{\rho_{n1}}{\rho_{e1}} = \frac{P_{n1}}{P_{e1}} * \frac{R_e}{R_n} = \frac{0,0012}{0,1001} * \frac{287,4}{462} = 0,0075$$

$R_e = 287,4 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$; $R_n = 462,0 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$ – газовые постоянные воздуха и пара.

$$4.4 C_p = \frac{C_{pe} + C_w * d}{1 + d} = \frac{1,008 + 4,18032 * 0,0075}{1 + 0,0075} = 1,032 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К.}$$

5. Тепловая мощность, отбираемая от воздуха в ВО:

$$Q_{BO} = C_p * (T_{\text{ex}} - T_{\text{вых}}) * G_e = 1,032 * (343 - 296,8) * 40 = 1907,136 \text{ кВт}$$

Ответ: $T_{\text{вых}} = 296,8 \text{ К}$; $P_{\text{вых}} = 0,388 \text{ МПа}$; $Q_{BO} = 1907,136 \text{ кВт}$.

3. Технико-экономическая часть

3.1 Общие положения

В экономическом расчете дипломной работы проведен анализ экономического обоснования применения ГПА ГТК 10-4 на КС.

Прежний комплекс управления заменен на комплект материальных частей нагнетателя.

Определим экономическую продуктивность реновации. Сопоставим варианты используемого ГПА и рассчитаем экономическую продуктивность модернизации, первоначально определяя три технико-экономических показателя:

- эксплуатационные расходы
- производительность машины;
- капитальные затраты;

3.2 Анализ годовой продуктивности

Анализ показателей качества с позиции эффективности.

ГПА ГТК 10-4 с модернизированным нагнетателем 370-18-1 имеет сравнительно высокие рабочие показатели (частота вращения, напряжение, мощность и т. д.) относительно старого, которые соответствуют всем запросам, предъявляемым к данной категории ГПА и нагнетателей.

Из перечисленного можно заключить, что использование модернизированного ГПА ГТК 10-4 в системе КС должен увеличить продуктивность, где он будет монтирован, в связи с сокращением времени на технологическое обслуживание и производительности.

3.3 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты содержат стоимость ГПА, монтажные работы, накладные расходы и прочие затраты.

Капитальные затраты на приобретение и внедрение модернизации рассчитаем по последующей формуле:

$$K_i = K_{\text{прі}} + K_{\text{трансі}} + K_{\text{смрі}} + K_{\text{прочі}},$$

где K_i – капитальные затраты;

$K_{\text{прі}}$ – цена оборудования;

$K_{\text{трансі}}$ – транспортные расходы;

$K_{\text{смрі}}$ – строительно-монтажные затраты;

$K_{\text{прочі}}$ – прочие затраты.

Впоследствии цифрой «1» будет обозначаться вариант новой системы ГПА нагнетателя 370-18-1, а «2» – старому.

Цена усовершенствования нагнетателя 370-18-1, согласно компании производителя приведена 200 000 000 тг

Цена старой установки по данным АО “Интергаз Центральная Азия (УМГ Актау)” г. Актау составляет 162 936 000 т

Затраты транспортных расходов примем за 5-10 % от капитальных затрат:

$$K_{\text{транс}} = 0,05 * K_{\text{пр}}$$

$$K_{\text{транс}} = 0,05 * K_{\text{пр}1} = 0,05 * 200\,000\,000 = 10\,000\,000 \text{ тг}$$

$$K_{\text{транс}} = 0,05 * K_{\text{пр}2} = 0,05 * 162\,936\,000 = 8\,146\,800 \text{ тг}$$

Стоимость строительно-монтажных работ примем за 15-25 % от капитальных затрат:

$$K_{\text{смп}} = 0,15 * K_{\text{пр}}$$

$$K_{\text{смп}} = 0,15 * K_{\text{пр}1} = 0,15 * 200\,000\,000 = 30\,000\,000 \text{ тг}$$

$$K_{\text{смп}} = 0,15 * K_{\text{пр}2} = 0,15 * 162\,936\,000 = 24\,440\,400 \text{ тг}$$

Стоимость прочих расходов рассчитаем с учетом того, что они составляют (5-10) % от капитальных затрат:

$$K_{\text{проч}} = 0,1 * K_{\text{пр}}$$

$$K_{\text{проч}} = 0,1 * K_{\text{пр}1} = 0,1 * 200\,000\,000 = 20\,000\,000 \text{ тг}$$

$$K_{\text{проч}} = 0,1 * K_{\text{пр}2} = 0,1 * 162\,936\,000 = 16\,293\,600 \text{ тг}$$

Определим капитальные затраты на покупку и установку систем электроприводов

$$K_1 = K_{\text{пр}1} + K_{\text{транс}1} + K_{\text{смп}1} + K_{\text{проч}1} = 260\,000\,000 \text{ тг}$$

$$K_2 = K_{\text{пр}2} + K_{\text{транс}2} + K_{\text{смп}2} + K_{\text{проч}2} = 211\,816\,800 \text{ тг}$$

Определено, что $K_1 > K_2$, т. е. затраты на старый несколько ниже капитальных затрат на ГПА 10-4.

3.4 Определение эксплуатационных затрат

Эксплуатационные расходы состоят из: стоимости потребляемой электроэнергии, затрат на ремонт, зарплат обслуживающего персонала и других затрат.

$$I_i = I_{\text{эл.эн}i} + I_{\text{рем}i} + I_{\text{обсл}i},$$

где $I_{\text{эл.эн}i}$ – стоимость затрачиваемой электроэнергии, тг/год;

$I_{\text{рем}i}$ – затраты на ремонт, тг/год;

$I_{\text{обсл}i}$ – затраты на обслуживание, тг/год.

Определение затрат на электроэнергию.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{эл.эн}} = W \cdot C_э$$

где W – количество потребляемой электрической энергии, (кВт·ч/год);

$C_э$ – цена (тариф) на электричество для потребителей среднего напряжения

Для упрощения расчета, проведем вычисления с применением одноставочного тарифа.

$C_э = 1496$ (тг.), - тариф расхода электроэнергии за час работы ГПА (по

данным тарифной карты на электрическую энергию для потребителей Мангистауской области за 2019 год)

Количество потребляемой электроэнергии рассчитывается как:

$$W=N \cdot T \cdot K_{исп}$$

где N – расчетная мощность электропривода, (кВт);

T – продолжительность эксплуатации оборудования в году, допустим $T=12960$ часов;

$K_{исп}$ – коэффициент функционирования оборудования, для промышленной отрасли $K_{исп} = 0,25$.

Для усовершенствованного ГПА:

$$W_1 = 10 \cdot 14960 \cdot 0,25 = 37400 \text{ (кВт}\cdot\text{ч/год)}.$$

Для старого ГПА:

$$W_2 = 10 \cdot 20600 \cdot 0,25 = 51500 \text{ (кВт}\cdot\text{ч/год)}.$$

Расходы на электричество составят:

$$I_{эл.эн1} = 1496 \cdot 37400 = 55\,950\,400 \text{ (тг./год)}.$$

$$I_{эл.эн2} = 1496 \cdot 51500 = 77\,044\,000 \text{ (тг. /год)};$$

Затраты на капитальный и текущий ремонты будем производить с учетом того, что они составляют до 10% от капитальных затрат. И того что, ГПА 10-4 является долговечным, так как обладает широким кольцом, а, следовательно, не нуждается в многократных капиталовложениях на ремонт и обслуживание.

$$E1 = 0,1 \cdot K1 = 26\,000\,000 \text{ тг. /год.}$$

$$E2 = 0,1 \cdot K2 = 21\,181\,680 \text{ тг. /год.}$$

Определение затрат на обслуживание.

Они содержат основную и дополнительную затраты обслуживающего персонала. Эту составляющую определять не целесообразно, т. к. количество обслуживающего персонала и их квалификация остаются прежними. Т.е. нет надобности, определять: социалог, и отчисления на страхование от аварийных происшествий.

Тогда кумулятивные эксплуатационные затраты будут равны:

$$I_1 = 55\,950\,400 + 26\,000\,000 = 81\,950\,400 \text{ (тг/год)};$$

$$I_2 = 77\,044\,000 + 21\,181\,680 = 98\,225\,680 \text{ (тг/год)}.$$

Т. о., капитальные затраты и издержки первого и второго вариантов полярно, т.е. большим капитальным затратам соответствуют меньшие издержки и наоборот.

Проведем предварительный сравнительный анализ экономической производительности вариантов методами периода окупаемости и приведенных затрат.

3.5 Расчет приведенных расходов по альтернативным системам

Расчет приведенных расходов по альтернативным системам электроприводов и экономической производительности от применения модифицированного оборудования

Приведенные затраты рассчитаем, как:

$$Z_{прi} = E_n \cdot K_i + I_i$$

где E_n – нормативный показатель экономической производительности, который противоположен нормативному периоду окупаемости $T_1=3$ года;

$$Z_1 = E_n \cdot K_1 + I_1 = \frac{1}{3} \cdot 260\,000\,000 + 81\,950\,400 = 168\,617\,066.7 \text{ тг/год}$$

$$Z_2 = E_n \cdot K_2 + I_2 = \frac{1}{3} \cdot 211\,816\,800 + 98\,225\,680 = 293\,831\,280 \text{ тг/год}$$

Таким образом, по критерию $Z_{прi} = \min$ новый вариант ГПА также оказывается предпочтительнее.

Результаты расчетов технико-экономических показателей сведем в табл.1

Таблица 1-Технико-экономические показатели проводимой модернизации

Наименование показателя	Ед. изм.	ГПА 10-4	Старый
1. Капитальные затраты:			
-стоимость оборудования	Тг.	200 000 000	162 936 000
-транспортные расходы	Тг.	10 000 000	8 146 800
-строительно-монтажные затраты	Тг.	30 000 000	24 440 400
-прочие расходы	Тг.	20 000 000	16 293 600
Всего	Тг.	260 000 000	211 816 800
2. Эксплуатационные расходы:			
-затраты на электроэнергию	Тг/год	55 950 400	77 044 000
-затраты на капитальный и текущий ремонты	Тг/год	26 000 000	21 181 680
Всего	Тг/год	81 950 400	98 225 680
3. Приведенные затраты	Тг/год	168 617 066.7	168 831 280

Вычисление экономической производительности проведем по формуле

$$\mathcal{E}_ф = Z_{пр2} - Z_{пр1} \text{ тг/год}$$

Экономический эффект от использования нового ГПА

$$\mathcal{E}_ф = Z_{пр2} - Z_{пр1} = 168\,831\,280 - 168\,617\,066.7 = 214\,213.3333 \text{ тг/год}$$

Т.е., замена применяемого ГПА на ГПА 10-4 позволит КС сэкономить 214 213.3333 тг. ежегодно.

3.6 Определение экономической производительности

Определение экономической производительности использования условно

определенной системы электропривода.

Эффективность модификации определяется по предполагаемому периоду окупаемости капитальных затрат T_p

D_t – годовой доход, тг/год.

Высчитывается в соответствии с формулой

$$D = \text{Эф} \cdot (1 - H_c) + A_{\text{отч}}$$

где Эф – экономический воздействие от внедрения системы электропривода, тг/год;

H_c – налоговая ставка (20%)

$A_{\text{отч}}$ – амортизационные отчисления, тг/год.

$A_{\text{отч}}$ определяются как

$$A_{\text{отч}} = \frac{K_i}{T_{\text{служб}}}$$

Рассчитаем приток наличности на основании

$$D = \text{Эф} \cdot (1 - H_c) + \frac{K_i}{T_{\text{служб}}} = 214\,213.3333 \cdot (1 - 0,2) + \frac{260\,000\,000}{20} = 13\,171\,370.67$$

3.7 Оценка рентабельности по экономичности расхода масла и эффективности расхода газа.

Т.к. после оптимизации количество перекачиваемого газа остается прежним, то срок окупаемости рассчитаем по сэкономленным затратам.

За текущий год компрессорный цех №4б использует топливный газ в количестве 53 856 000 м³.

$$R1 = Q1 * T = 3600 * 14960 = 53\,856\,000 \text{ м}^3$$

$$Q1 - 3600 \text{ м}^3/\text{час}$$

За прошлый год компрессорный цех №4б использует топливный газ в количестве 61 800 000 м³.

$$R2 = Q2 * T = 3000 * 20600 = 61\,800\,000 \text{ м}^3$$

$$Q2 - 3000 \text{ м}^3/\text{час}$$

Цена топливного газа по «Интергаз Центральная Азия» равна 15 000 тенге за 1000 м³.

Расчет денежных средств за топливный газ, используемой цехом №4б компрессорной станции «Бейнеу» за год, определим по формуле

$$G = R * S$$

Где R — объем перекачиваемого газа, за текущий год цехом №4б;

S — цена, прокачиваемого газа.

$$G1 = 53\,856\,000 * 15 = 807\,840\,000 \text{ тенге.}$$

$$G2 = 61\,800\,000 * 15 = 927\,000\,000 \text{ тенге.}$$

На предприятии ООО «Интергаз» предусмотрены расходы турбин масла ТП-22С

$$R1_{\text{масла}} = Q1 * T = 1,23 * 14960 = 18\,400,8 \text{ кг}$$

$$Q1_{\text{масла}} = 1,23 \text{ кг/час}$$

$$R_{2\text{масла}} = Q_2 * T = 1,23 * 20600 = 25\,338 \text{ кг}$$

$$Q_{2\text{масла}} = 1,23 \text{ кг/час}$$

$$G_{1\text{масла}} = R_1 * S = 18\,400,8 * 580 = 10\,672\,464 \text{ тг}$$

$$G_{2\text{масла}} = R_2 * S = 25\,338 * 580 = 14\,696\,040 \text{ тг}$$

A – расчетные затраты

$$A_1 = G_1 + G_{1\text{масла}} = 807\,840\,000 + 10\,672\,464 = 818\,512\,464 \text{ тг}$$

$$A_2 = G_2 + G_{2\text{масла}} = 927\,000\,000 + 14\,696\,040 = 941\,696\,040 \text{ тг}$$

T-срок окупаемости проекта, лет. T.к. срок окупаемости оптимизации оборудования в нашем случае зависит не от количества перекачиваемого газа после оптимизации, то она вычисляется через разницу экономии от использования.

$$T = \frac{K}{D + (A_2 - A_1)} = \frac{260\,000\,000}{13\,171\,370.67 + (941\,696\,040 - 818\,512\,464)} = 1.85 \text{ год}$$

Чистый приведенный эффект.

$$NPV = \frac{\sum D\Pi_t}{i}$$

$$NPV = 900\,866\,526.95$$

Индекс рентабельности инвестиций

$$PI = i$$

$$PI = 4.4648713$$

Внутренняя норма доходности (IRR)

$$\frac{\sum D\Pi_t}{i}$$

$$\frac{\sum D\Pi_t}{i}$$

$$NPV = 0$$

$$IRR = 52\%; \text{ (что если) } R = 0.52432778$$

4. ОХРАНА ТРУДА

4.1 Опасные факторы на производстве

Основной процесс транспортировки газа на компрессорных станциях представляет угрозу для работников линейных управлений, жителей населённых пунктов, которые находятся рядом с территорией компрессорной станции, а также промышленных предприятий и сельскохозяйственных

организаций, окружающей флоры и фауны, так как транспортируемый газ, который не имеет ни цвета и запаха, является взрывопожароопасным топливом.

Потенциальную опасность в газотранспортных системах УМГ «Актау» могут представлять:

- линейная часть магистральных трубопроводов;
- газораспределительные станции;
- технологические трубопроводы обвязки газоперекачивающих агрегатов;
- паровые и водогрейные котлы с трубопроводами пара и горячей воды, работающие под давлением более 0,07 МПа с температурой теплоносителя более 115°C.

- стационарно установленные грузоподъемные механизмы.

Компрессорная станция, имеет вспомогательное оборудование - грузоподъемные механизмы, стационарные аварийные электростанции, отопительные котельные, аварийная техника и другие, являющиеся также потенциально опасными.

Опасным веществом, обращающимся в технологических трубопроводах и оборудовании производственного объекта, являются природный газ, метанол, а также одорант.

Наибольшее негативное воздействие объектов магистральных газопроводов (линейная часть, газокomppressorные станции, газораспределительные станции), в случае возникновения чрезвычайной ситуации, связано с выбросом газа, взрывом и пожаром. Аварии на газокomppressorной станции, как правило, имеют локальный характер и не могут нанести существенного ущерба населению и окружающей среде.

В случае пожара основными поражающими факторами могут быть термическое излучение и отравление продуктами горения газа (сернистый ангидрид, двуокись азота, угарный газ).

КС «Бейнеу» удалена на значительные расстояния от селитебных зон, поэтому риск возникновения чрезвычайных ситуаций для населенных пунктов по всей трассе газопроводов сведен к минимуму.

Характерными признаками (критериями) аварии в газовом хозяйстве являются разрушения газопроводов (сооружений) и газового оборудования (технических устройств), находящихся в эксплуатации и применяемых на опасном производственном объекте газового хозяйства, неконтролируемый взрыв и выброс газа (загазованность).

К авариям на опасных производственных объектах, подконтрольных газовому надзору относятся:

- разрушения (механические или коррозионные) газопроводов;
- разрушения газового оборудования (технических устройств);
- взрывы (воспламенение) газа в сооружениях (зданиях);
- взрывы газа в топках и газоходах газоиспользующих установок (котлов, печей, агрегатов), вызвавшие их разрушение;
- неконтролируемый выброс природного газа, паровой фазы сжиженных углеводородных газов (СУГ), выброс (пролив) жидкой фазы сжиженных

углеводородных газов (СУГ). [7]

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте газового хозяйства, отклонение от режима технологического процесса, нарушение технологии проведения газоопасных работ, требований производственных инструкций, устанавливающих правила и безопасные методы ведения работ в газовом хозяйстве.

К инцидентам в газоопасном производстве относятся:

- отказ (выход из строя) газового оборудования (технических устройств) газорегуляторных пунктов и установок;
- отказ контрольно-измерительных приборов и автоматики безопасности, сигнализации и блокировок на газоиспользующих установках;
- повреждение технических устройств (взрывных клапанов) при розжиге газоиспользующих установок (котлов, печей, агрегатов);
- повреждения газопроводов, не повлекшие за собой их отключения;
- отказы в работе оборудования (насосно-компрессорного, вентиляционного, заправочного) газонаполнительных станций, газонаполнительных пунктов, автомобильных газозаправочных станций сжиженных углеводородных станций.

Причинами отказов в эксплуатации линейной части магистральных газопроводов могут быть:

- внешние антропогенные воздействия;
- коррозия;
- качество производства труб;
- качество строительно-монтажных работ;
- конструктивно-технологические факторы;
- природные воздействия;
- эксплуатационные факторы;
- дефекты металла труб, сварных швов, оборудования.

Технологические объекты, в которых обращается особо опасное вещество – природный газ (линейная часть газопроводов, газоперекачивающие агрегаты, сосуды высокого давления, крановые узлы, газораспределительные станции). Кроме этого в процессе технологии применяется метанол, одорант и хлор для обеззараживания питьевой воды, а также здания и сооружения, в которых размещено технологическое оборудование газокompрессорных и газораспределительных станций, является пожароопасным и представляет потенциальную угрозу возникновения чрезвычайных ситуаций, в случае внезапного возгорания технологического агрегата или производственного здания [11].

Результаты анализа опасностей и рисков на магистральных газопроводах позволяют сделать следующие выводы:

- а) основной опасностью на линейной части магистральных газопроводов является разгерметизация трубы, взрыв, пожар, с последующим загрязнением окружающей среды: почв, грунтов, водных объектов и атмосферного воздуха;

б) на площадочных объектах основная опасность - пожар в производственных помещениях; получение травм персоналом при работе с грузоподъемными механизмами, сосудами под давлением и электроустановками;

в) степень риска аварий и пожаров на линейной части магистральных газопроводов по возможному ущербу окружающей среде и по возможным потерям газа можно считать приемлемой;

г) степень риска аварий на площадочных сооружениях магистральных газопроводов можно считать приемлемой.

4.2 Мероприятия по обеспечению техники безопасности

Для предотвращения и снижения опасных и вредных факторов, возникающих при транспортировке газа разработаны мероприятия и действуют инструкции по эксплуатации оборудования, технике безопасности, производственно-технические инструкции по всем технологическим процессам.

С целью локализации и ликвидации аварий при их возникновении на всех технологических и обслуживающих объектах разработаны планы ликвидации возможных аварий.

Для осуществления контроля безопасности в КС «Бейнеу» созданы службы охраны труда, технической, пожарной и экологической безопасности [6].

Ответственность за правильную организацию контроля возложена на начальника управления, на службу охраны труда, техники безопасности, и экологии. Также обслуживающие персоналы должны быть ознакомлены с инструкцией ТБ и соблюдать ее на территории КС. Они должны быть обеспечены специальной одеждой, каской, рацией. Совещания по вопросам охраны труда в УМГ «Актау» и его подразделениях проводятся ежемесячно.

Для проведения восстановительных работ предусмотрены аварийные запасы сменного оборудования и запасных частей, металла, лесоматериалов и других материальных ресурсов. Укомплектованность обеспечена согласно нормативам [8].

На объектах магистральных газопроводов разработаны схемы и порядок оповещения населения о чрезвычайных ситуациях, а также порядок оказания первой медицинской помощи пострадавшим.

Вдоль трассы нефтепроводов, в местах их прохождения близ населённых пунктов, на пересечениях с транспортными коммуникациями, водными преградами, коммуникациями связи и линиями электропередачи расставлены предупредительные знаки, указывающие на наличие опасной зоны и запрет на проведение без согласования каких-либо работ в зоне прохождения трубопровода.

В случае возникновения риска чрезвычайной ситуации, население оповещается по радио, телевидению, в средствах массовой информации и местными службами Агентства по чрезвычайным ситуациям.

Мероприятия по повышению промышленной безопасности объекта составляются ежегодно в виде организационно-технических мер технологических и вспомогательных служб по обеспечению надежности и безопасной работы магистральных газопроводов, исходя из перспективной программы.

В КС «Бейнеу» осуществляется профессиональная и противоаварийная подготовка персонала.

Технические решения по обеспечению безопасности магистральных газопроводов включают следующие решения:

- по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасного вещества;
- по предупреждению развития промышленных аварий и локализации выброса вредного вещества;
- по обеспечению пожаровзрывобезопасности технологических объектов;
- внедрение систем автоматического регулирования, блокировок и сигнализации;
- общие стационарные системы защиты и автоматического отключения.

Контроль за состоянием работы в целом газотранспортных систем УМГ «Актау» осуществляет Диспетчерская служба, куда стекается вся информация по транспортировке газа, авариях и отказах, действиях аварийно-восстановительных бригад [6].

Оперативное управление магистральными газопроводами УМГ «Актау» осуществляется дежурными инженерами газокompрессорных станций на участках, трубопроводов, обслуживаемых Линейно-производственными управлениями. Вся оперативная информация о технологическом процессе транспортировки газа на линейной части газопровода и о работе технологического оборудования цехов газокompрессорных станций поступает на главный щит управления (ГЩУ), контролирующей один или группу компрессорных цехов. В помещении ГЩУ установлены панели автоматических систем управления и автоматических защит технологического оборудования, а также систем автоматического пожаротушения [7].

Дежурный инженерный персонал газокompрессорных цехов, ориентируясь на показания приборов ГЩУ, принимает конкретные решения по той или иной ситуации и ставит в известность дежурного диспетчера УМГ «Актау».

Пункты управления оснащены необходимыми средствами защиты на случай возникновения ЧС.

Информация о состоянии готовности объекта к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций содержит сведения о действующей в производственном подразделении системе оповещения персонала, населения, местных органов самоуправления, региональных органов АЧС и руководства в случае возникновения чрезвычайной ситуации, о требованиях к информации оповещения, средствах и мероприятиях по защите людей, порядке действия сил и средств при аварийных и чрезвычайных ситуациях.

Мероприятия по обеспечению готовности объекта магистрального газопровода к локализации и ликвидации аварий приведены в планах ликвидации возможных аварий на объектах МГ и предусматривают оповещение персонала, населения и органов государственного контроля, мероприятия по защите персонала и населения от поражающих факторов, мероприятия по локализации и ликвидации аварий и их последствий.

Система оповещения о чрезвычайных ситуациях:

Локальная система оповещения персонала и населения населённых пунктов, прилегающих к газопроводам, содержит технологическую телефонную и радио связь в пределах трассы газопровода, телефонную связь общего назначения, прямую связь с подразделениями Государственной противопожарной службы, а также ведомственный канал спутниковой связи.

Дежурная служба газокompрессорной станции в случае возникновения чрезвычайной ситуации действуют по утверждённому руководством схеме оповещения, в соответствии с Инструкцией о порядке оповещения органов Агентства Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и Планом ликвидации возможных аварий.

Сообщение об аварии или чрезвычайной ситуации, передаваемая по каналам связи, должна содержать краткую и четкую информацию:

- о месте возникновения аварии или ЧС;
- о сути и характере аварии или ЧС;
- о возможных зонах поражения;
- о принятых мерах по локализации и ликвидации аварии;
- о необходимой помощи для ее устранения.

Средства и мероприятия по защите людей на объекте:

- Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств.

- Согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям, на объекте создано аварийно-восстановительное формирование, входящие в состав аварийно-спасательных формирований Агентства Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям. [8]

- Для ликвидации аварий создан аварийно-восстановительный пункт.

- Поддержание готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

· комплектование АВП техническими средствами, приспособлениями, средствами жизнеобеспечения согласно таблице технической оснащённости;

· создание неснижаемого запаса оборудования, запасных частей и материалов;

· проведение плановых учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации аварий;

· запрещение использования аварийной техники и технических средств для выполнения плановых работ.

- Мероприятия по обучению персонала действиям по предупреждению и

ликвидации чрезвычайных ситуаций предусматривают совершенствование знаний по технологии производства, обеспечению безопасных условий труда, особенно при пожаровзрывоопасных работах, выполнению организационно-технических задач по ликвидации аварий, спасению пострадавших и оказанию им до врачебной медицинской помощи, организации профилактической работы по обеспечению технической безопасности производства.

- Мероприятия по защите персонала в случае возникновения аварии или чрезвычайной ситуации, исходя из характера событий, изложены в Планах ликвидации возможных аварий, утвержденных руководством филиалов и согласованных с местными органами Агентства Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям.

Вся техника, выезжающая на работу в газоопасные места или на ликвидацию аварии, оснащается искрогасителями. Все автомобили, специальная техника и передвижные механизмы имеют медицинские аптечки.

Ответственные руководители в целях обеспечения оперативности выполнения работ по ликвидации аварий, обеспечены средствами мобильной связи.

Порядок действия сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на ЛПУ (выписка из типового плана ликвидации возможных аварий на объекте).

С момента получения сигнала об аварии должно быть организовано выполнение Плана ликвидации возможных аварий, который осуществляется в три этапа:

Этап 1: Поиск места аварии и определение ее характера.

Ответственный за исполнение - начальник службы эксплуатации магистрального газопровода ЛПУ.

Этап 2: Сбор, выезд и доставка персонала и технических средств к месту производства аварийно-восстановительных работ.

Ответственный исполнитель - начальник АВП.

Этап 3: Организация и выполнение аварийно-восстановительных работ.

Силы медицинского обеспечения представлены медицинским пунктом, имеющийся линейно-производственных участках. Медицинский пункт укомплектован медицинскими кадрами (фельдшеры), оборудованием и медикаментозными средствами для оказания первой медицинской помощи пострадавшим. На случай возникновения чрезвычайных ситуации, в КС «Бейнеу» сформирована санитарная дружина, входящая в состав формирований по ликвидации чрезвычайных ситуации.

Порядок оказания доврачебной медицинской помощи пострадавшим

а) Для оказания первой медицинской помощи на месте ликвидации аварии или ЧС организуется медицинский пост из членов санитарной дружины формирования ГО.

б) Первую доврачебную помощь пострадавшим при аварии, чрезвычайной ситуации оказывает персонал производственного управления, работавший вместе с пострадавшим или увидевший пострадавших.

в) Все работники управления при поступлении на работу проходят инструктаж по оказанию первой до врачебной медицинской помощи пострадавшим при несчастных случаях.

г) Обучение методам оказания первой до врачебной помощи пострадавшим, включено во все программы обучения и повышения квалификации производственного персонала КС «Бейнеу» [7].

4.3 Системы пожаротушения и контроль загазованности

На ЛПУ «Бейнеу» в проекте предлагается установить следующие системы пожаротушения:

1. Система пенопожаротушения;
2. Пожаротушения с применением CO₂;
3. Пожаротушение с применением воды.

Количество установленных автоматических средств пожаротушения на компрессорной станции приведены в таблице 3:

Таблица 3 – Количество установленных средств пожаротушения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во
1	Система пожаротушения ГПА (пеногенераторы)	48
2	Система пожаротушения КЦ (гидранты)	9
3	Система газотушения (баллоны углекислотные)	16
4	Огнетушители ОП-50	32

1. Система пенопожаротушения типа ТР-1218 предназначена для сигнализации и тушения пожара в здании ГПА с выпуском реагента (раствора пены). При этом, для распознавания задымления и сигнализации, применяются датчики ДПС-038.

Принцип действия системы автоматического пенопожаротушения основан на вытеснении пенного раствора из баков в зону очага пожара в результате давления воды. В состав системы входят:

- первичные датчики возгорания (ДПС-038), расположенные над узлами двигателя и нагнетателя;
- щит управления, обрабатывающий информацию о возгорании и дающий команды на останов агрегата, отключение агрегата от основных трубопроводов и включения оборудования пожаротушения;
- насосы пожаротушения;
- емкость с пенообразователем;
- пеногенераторы типа ГРП-600.

Система автоматического пожаротушения обеспечивает обнаружение

пожара и автоматическое включение выброса пены. Кроме автоматического предусматривается возможность дистанционного включения системы пожаротушения со щита пожарной защиты, установленного в ГЩУ компрессорного цеха. [6]

2. Система пожаротушения CO₂ предназначена для сигнализации и тушения пожара в отсеках турбины и вспомогательного оборудования с помощью углекислого газа CO₂. Система состоит из:

- аллонов с CO₂ б
- отводящих трубопроводов с форсунками; п
- электромеханических головок выпуска; э
- иметаллические датчики температуры; б
- электрическая схема сигнализации и управления. э

Система срабатывает при повышении температуры в боксе турбины до установок датчиков. В этом случае проходит звуковая и световая сигнализация на ГЩУ ГПА, агрегат аварийно останавливается, выключаются вентиляторы наддува воздуха в боксе турбины и закрываются заслонки притока свежего воздуха.

В настоящее время система пожаротушения CO₂ находится в рабочем состоянии и включена в автоматический режим.

3. Система водяного пожаротушения оснащена пожарными насосами типа К-100-85, управляемыми дистанционно из ДП или непосредственно на месте в ручном режиме. Вода подаётся по закольцованному пожарному водопроводу из магистрального водовода или из резервных пожарных ёмкостей.

Система контроля загазованности «ГАЗ-1М» изготовлена заводом «Красный металлист» и предназначена для контроля дозврывоопасной концентрации газа в помещениях производственных объектов КС. Система включает:

- датчики метана ДМГ-2 во взрывобезопасном исполнении;
- стойки блоков питания и сигнализации СБПС-1;
- трубки телефонной ТИТ-2.

Уставки срабатывания сигнализации системы «ГАЗ-1М» - 0,5% (предупредительная сигнализация).

Кроме указанной системы ГАЗ-1М, на компрессорных станциях находит применение система «СигналМиг» Венгерского производства.

При сигнале «Пожар» в укрытии ГПА от системы от системы ППТ:

- проходит звуковая и световая сигнализация на щит ППТ;
- компрессорный цех аварийно останавливается с выпуском газа;
- выключаются и блокируются все вентиляторы;

- закрываются пневмоприводные жалюзи свежего воздуха.

Система аварийно управления приточно-вытяжной вентиляцией Щит-2 предназначена для своевременного проветривания помещений КЦ в случае загазованности или задымления.

При сигнале «Высокий уровень загазованности» в укрытии ГПА включается световая и звуковая сигнализация на агрегатном щите, автоматически включаются все вытяжные вентиляторы и открываются жалюзи притока свежего воздуха. Выключение вентиляторов возможно либо дистанционно со щита, либо с местного щита управления вентиляцией [6].

При сигнале «Пожар» в укрытии ГПА от системы ППТ:

- проходит звуковая световая сигнализация на щит ППТ;
 - КЦ аварийно останавливается с выпуском газа;
 - выключаются и блокируются все вентиляторы;
- закрываются пневмоприводные жалюзи свежего воздуха.

4.4 Расчет освещения цеха

Для расчета рабочего искусственного освещения цеха в качестве исходных данных принимается:

- тип источника света: для освещения производственного помещения – лампа дуговая ртутная люминесцентная ДРЛ–700, имеющая величину светового потока $\Phi_{\text{л}} = 33000$ лм;
- тип системы освещения – комбинированная;
- характеристики цеха: длина – 144 м, ширина – 96 м, высота расположения светильников – 7,2 м;
- коэффициент минимальной освещенности, равный отношению средней освещенности и минимальной, для ламп ДРЛ $z = 1,15$.

Расчет общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента использования светового потока.

$$\Phi_n = \frac{E_n \cdot S \cdot z \cdot K_3}{N \cdot \eta_n}, \quad (4.1)$$

где E_n – нормированная минимальная освещенность по СНиП 23–05–95

«Естественное и искусственное освещение», $E_n = 400$ лк;

S – площадь освещаемого помещения, $S = 13824$ м²;

z – коэффициент неравномерности освещения, $z = 1,15$;

K_3 – коэффициент запаса, по СНиП 23–05–95 «Естественное и искусственное освещение» $K_3 = 1,5$;

η_n – коэффициент использования светового потока;

N – число светильников в помещении.

Коэффициент использования светового потока η_n , давший название методу расчета, определяют по СНиП 23–05–95 «Естественное и искусственное освещение» в зависимости от типа светильника, коэффициентов отражения

потолка $\rho_{\text{п}}$, стены $\rho_{\text{с}}$, пола $\rho_{\text{р}}$, размеров помещения, определяемых индексом помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{H \cdot (A + B)}, \quad (4.2)$$

где A – длина помещения в плане, $A = 144$ м;

B – ширина помещения в плане, $B = 96$ м;

H – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, $H = 7,2$ м.

$$i = \frac{144 \cdot 96}{7.2 \cdot (144 + 96)} = 8$$

Для коэффициентов отражения потолка $\rho_{\text{п}} = 30\%$, стены $\rho_{\text{с}} = 10\%$, пола $\rho_{\text{р}} = 10\%$ и индекса помещения $i = 8$ коэффициент использования светового потока $\eta_{\text{п}} = 0,64$.

Таким образом, определяется число светильников в помещении:

$$N = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot z \cdot K_{\text{з}}}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{400 \cdot 13824 \cdot 1,15 \cdot 1,5}{33000 \cdot 0,64} = 451 \text{ шт}$$

Таким образом, для освещения проектируемого механосборочного цеха принимается 451 светильников типа УПД с лампами ДРЛ–700.

Определяется световой поток:

$$\Phi_{\text{п}} = \frac{400 \cdot 13824 \cdot 1,15 \cdot 1,5}{451 \cdot 0,64} = 33046 \text{ лм}$$

Отклонение потока выбранной лампы ДРЛ–700 ($\Phi_{\text{л}} = 38000$ лм) от расчетного:

$$\Delta = \frac{33000 - 33046}{33000} = -0,13\%$$

что лежит в пределах $-10\% \dots +20\%$.

Светильники располагаются рядами по 41 штуке на равном расстоянии друг от друга. Количество рядов 11.

5. Охрана окружающей среды

5.1 Анализ воздействия проектируемого объекта на окружающую

среду

Влияние на общее состояние окружающей среды являются строительство и эксплуатация таких объектов как:

- технологические и вспомогательные газовые объекты;
- постоянные подъездные дороги к самим объектам;
- временные дороги;
- временные жилые поселки строителей;
- временные производственные базы и складские хозяйства;
- временные водоснабжения и канализации, теплоснабжения, электроснабжения.

5.1.1 Воздействие на атмосферу

Рассматривая газотранспортные объекты можно выделить главные источники загрязнений:

1. линейная часть газопровода
2. компрессорные станции.

К основным оборудованьям, которые непосредственно влияют на качество приземной атмосферы относят - компрессорные цеха и участки вспомогательных служб.

На компрессорных станциях во время работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) выделяется большая часть загрязняющих атмосферу веществ - 98%, оставшиеся 2% — это то, что выходит со сжиганием газа при работе котельных и электростанций.

Основная часть NO₂ и углерода, поступающие от топлива при работе оборудования на компрессорной станции уходят в атмосферу. Если в газе присутствуют соединения серы, то соответственно в состав выбросов входят H₂S и SO₂.

5.1.2 Воздействие на гидросферу

Из-за переменного расхода и отведения сточных вод, стокообразование на компрессорной станции идет нерегулярно. Стокообразование происходит из-за периодичности проведения технологических операций.

В составе необработанных отведенных вод присутствуют такие поллютанты как:

- бактерии, паразиты и, всевозможные вирусы, поражающие людей и животных;
- растворенные органические и взвешенные компоненты;
- твердые частицы (органические и неорганические);
- плавающие частицы (органические и неорганические);
- питательные вещества в высокой концентрации (в основном фосфорные и азотные соединения)

5.1.3 Воздействие на литосферу

Из практики мы знаем, что на каждом из объектов газовой промышленности можно наблюдать механические нарушения почв. Это связано со строительными и культивационными работами. Итог данного процесса - изменение химических, физических и биологических свойств почв и развитие процессов - ветровой и водной эрозии, уплотнения, заболачивания, загрязнения земель. Происходит частичное или полное подавление гумусово-аккумулятивного горизонта, перемешивание материала разных горизонтов, внедрение подстилающих пород с не особо благоприятными физическими свойствами и невысоким потенциальным плодородием.

Помимо существующих механических нарушений, есть также и химические - это загрязнение почв жидкими и газообразными загрязнителями. К таким загрязнителям относят углеводороды и химреагенты, природный газ и продукты его сгорания. К химическим загрязнениям связанных с транспортом газа выделяют разливы углеводородного конденсата, ингибиторов коррозии и гидратирования во время продувок газопроводов, разливы турбинного топлива, метанола, органических кислот, ПАВ.

Выделяют две группы загрязняющих веществ. К первой относят педохимические активные вещества, которые оказывают влияние на кислотно-основные или окислительно-восстановительные условия в почвах. Например, минеральные кислоты, щелочи, карбонаты, H_2S , CH_4 . Вторая же группа — это биохимически активные вещества, которые оказывают свое действие прямо на живые организмы (токсичные микроэлементы, пестициды, углеводороды и др).

5.2 Организационные мероприятия

Все действия на компрессорных станциях в основном связаны с выделением газа. Из этого следует, что больший вред приходит на нашу атмосферу. Учитывая это, предлагается ряд процедур по достижению минимального количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. К примеру, перевод ГПА на воздушный пуск может уменьшить потери газа на 1,5-2,0%.

Один из возможных методов - утилизация вторичных энергоресурсов (ВЭР), применяющиеся для теплоснабжения КС и внешних потребителей: жилой части и теплично-овощных комбинатов. Тепло, выходящее из выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов можно использовать для подогрева воды или генерации пара, а газы, которые отходят от газотурбинных установок - для углекислотной подкормки растений, вследствие чего, можно повысить их урожайность. В этом случае содержание вредных веществ снижают методом каталитического восстановления газами-восстановителями. Возможно использование ВЭР компрессорной станции для подогрева воды в бассейнах и прудах рыбоводных хозяйств [6].

5.3 Природоохранные мероприятия и инженерная защита окружающей среды

Охрана окружающей среды при строительстве компрессорных и насосных станций осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий.

К природоохранным мероприятиям относятся все виды хозяйственной деятельности отрасли, которые направлены на сохранение и рациональное использование природных ресурсов:

- развитие малоотходных и безотходных технологических процессов;
- мероприятий по сохранению геологической среды от разрушения и загрязнения;
- снижение вредных выбросов в атмосферу и борьба с шумами;
- мероприятия по охране водных объектов;
- применение природосберегающих строительных технологий и специальных машин, и механизмов, оказывающих минимальное воздействие на природу;
- строительство и эксплуатация очистных сооружений и устройств;
- борьба с возможными пожарами, утечками транспортируемого продукта и т.д.;

Природоохранные мероприятия при строительстве должны подразделяться в соответствии с природными особенностями регионов строительства.

Природоохранные мероприятия в лесных районах в первую очередь должны быть направлены на предотвращение возникновения или активизации процессов эрозии и заболачивания.

Природоохранные мероприятия в пустынных районах должны обеспечить предотвращение возникновения или активизации процессов техногенного опустынивания, пресеивания песка, загрязнения почв и вод строительными и бытовыми отходами и горюче смазочными материалами.

Структура природоохранных мероприятий, выполняемых в процессе строительства КС, предусматривает:

- 1) комплекс мер по снижению или исключению отрицательного воздействия на природную среду в ходе выполнения всех технологических операций строительного процесса;
- 2) мероприятия по восстановлению неизбежных нарушений среды в процессе строительства компрессорной станции;
- 3) компенсационные мероприятия, направленные на воспроизводство

На объекте внедряются современные природоохранные сооружения, установки, оборудование и поддерживаться в техническом состоянии, соответствующим требованиям действующих нормативных документов [10].

Предприятие обязано своевременно вносить плату за пользование природными ресурсами, плату за загрязнение окружающей среды, а также за загрязнение окружающей среды сверх установленных лимитов в порядке, установленном законодательством.

5.3.1 Защита атмосферы

Для сведения к минимуму выбросов в атмосферу необходимо применения ряда мероприятий. В первую очередь - использование современного оборудования, своевременный ремонт и реконструкция снижают вероятность аварийных ситуаций и загрязнения окружающей среды. Во-вторых, совершенствование способов очищения выбросов и разработка очистного оборудования должны осуществляться на основе передовых технологий и новейших материалов. Третье - автоматизация технологических процессов, оборудование для автоматического и дистанционного контроля загазованности, комплексная автоматизация и телемеханизация дают возможность повышения экологической безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, газораспределительных станций, подземных хранилищ газа, позволяют снизить количество аварийных ситуаций. К примеру, использование таких систем автоматизации, которые обеспечивают максимальную полноту сгорания в печах, на факеле позволяют обеспечить минимальное количество вредных выбросов. Наконец, нужным является предусмотрение утилизации тепла, которое отделяется при термической нейтрализации, а также тепла выхлопных газов ГТУ для приведения к минимуму теплового загрязнения [10].

5.3.2 Защита гидросферы

В мире из всех существующих методов обработки и утилизации производственных отходов жидкостного состояния большего внимания в применении удостоились следующие методы: биологическое окисление и физико-химическая очистка, складирование в поверхностных хранилищах, захоронение в глубинные горизонты и подземные пустоты естественного и искусственного происхождения, сброс в глубинные части водного бассейна, термическая обработка, погребение отходов в наземных полностью герметических резервуарах.

Отводимые воды промышленных предприятий приводят в очистку механическими, физико-химическими и биологическими методами. Для выбора определенного метода очистки необходимо учитывать ряд факторов, которые включают в себя показатели очищаемого стока, возможность утилизации примесей и вторичного употребления воды для производственных нужд, общий статус водоема, качество воды в нем и т.д.

Так как сточные воды на промышленных предприятиях очень загрязнены, то для их очищения необходимо пройти ряд этапов очистки. Первым этапом в любом из случаев будет механическая очистка. Она

предназначена для устранения более крупных механических примесей, взвесей и дисперсно-коллоидных частиц. Следующее - очистка от химических веществ. Данное очищение осуществляется множественными методами: физико-химическими (флотация, абсорбция, ионообмен; дистилляция, обратный осмос и ультрафильтрация и др.), химическими (реагентная очистка), электрохимическими (электрохимическое окисление и восстановление, электродиализ, электрокоагуляция, электрофлотация и т.п.), биологическими. Если в отведенных водах имеют место достаточно вредные вещества, то в таком случае применяются термические методы, которые могут уничтожить такие примеси [10].

5.3.3 Защита литосферы

Мероприятия по защите почвенного покрова направлены на предотвращение отрицательно влияющих последствий механического воздействия и химического загрязнения. Комплекс защитных мер по охране земельных ресурсов при эксплуатации включает:

- 1) сокращение числа и размеров промышленных площадок, дорожных путей;
- 2) локализация отходов производства;
- 3) снижение количества отходов производства;
- 4) сбор и вывоз для утилизации продуктов очистки трубопровода;
- 5) применение при продувке пылеуловителей установки очистки газа от шлама;
- 6) сооружение бетонных стенок вокруг резервных парков и бетонирование площадок на складах горюче-смазочных материалов и метанола, которые предотвращают растекание последних по почве.

Предусматривается восстановление нарушенных почв, которое проводится в два этапа. Первый (технический) – начинается до начала строительных работ. Основной целью является сохранение отобранного плодородного и потенциально плодородного слоев почвы для дальнейшего рационального использования. Вторым этапом проводятся агрономелиоративные мероприятия, которые должны восстанавливать плодородие почв. Их содержание зависит от районов проведения, и от физических и химических свойств поверхностных почвенных горизонтов [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта сделаны следующие выводы:

1) В результате проведения модернизации существующая система перекачки газа на компрессорной станции «Бейнеу» стала достаточно надежной и эффективной, так как за счет замены сменной проточной части центробежного нагнетателя, который непосредственно компримирует газ, агрегат работает по своей проектной мощности и обеспечивает заданную производительность, что и предлагается в настоящей работе.

2) Для повышения надежности и безопасности эксплуатации оборудования КС «Бейнеу» предложено заменить части газотурбинной установки агрегата

3) Механический расчет участка газопровода показал, что суммарные напряжения в трубопроводе не превышают предельно допустимых напряжений и поэтому опасных деформаций не наблюдается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов СТ АО 970740000392-108-2017, АО «Интергаз Центральная Азия» Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01 029108000-01 ТО, 2006г.
2. Технический паспорт КС «Бейнеу», АО «Интергаз Центральная Азия» 2008г.
3. А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов, Г.Е. Коробков, Б.Н. Мастобаев Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. -168с.
4. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001.-165с.
5. Техническое задание на модернизацию нагнетателя ЦН 370-18-1
6. Декларация безопасности промышленного объекта УМГ «Актау» АО «Интергаз Центральная Азия» том 1 и том 2.-Актау 2004г.
7. Инструкция по проведению противоаварийных и противопожарных тренировок с персоналом подразделений УМГ «Актау» АО «Интергаз Центральная Азия»- Атырау 2006г.
8. «Прикаспийская коммуна», №103(18664), стр.1,8-9- Атырау, 06.09.2007г
9. СНиП II - 4 - 79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.-М.: Стройиздат, 1980.- 48 с.
10. Белоглазова Т.Н., Романова Т.Н. ЗАЩИТА АТМОСФЕРЫ ОТ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 12. – С. 111-116.
11. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. Л.: Недра, 1976. -272с.
12. Гиматулинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Книга по Требованию, 2012.- 35с.
13. Белицкий, В. Д. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов: методическое пособие / В. Д. Белицкий, Ломов С. М. – Омск : ОмГТУ, 2011. – 65 с.

Приложение А

Таблица 1. параметры номинального режима КМЧ 370-75/1,27.

п/п	№ п	Наименование параметра	Значение
1.	1	Производительность объемная, отнесенная к 20 ⁰ С и 0.1013 МПа, млн.н.м ³ /сут	14.15
2.	2	Производительность массовая по условиям всасывания, кг/с	113.7
3.	3	Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин	250
5.	4	Давление газа конечное, абсолютное на выходе из КМЧ, Мпа (кг/см ²)	4.607 (47)
6.	5	Отношение давлений (степень сжатия)	1.27
7.	6	Давление газа начальное, абс, при входе в КМЧ, Мпа (кг/см ²)	3.628 (37)
8.	7	Температура газа на входе в КМЧ, ⁰ С	15
9.	8	Плотность газа, отнесенная к 20 ⁰ С и 0.1013 Мпа, кг/м ³	0.694
10.	9	Полиетропный КПД в районе оптимума на его характеристике, не менее %	80
11.	1	Повышение температуры в КМЧ, ⁰ С	20.4
12.	1	Мощность, потребляемая компрессором, на муфте привода, МВт, не более	5.2
13.	1	Частота вращения ротора компрессора, об/мин	4300

Таблица 2. Режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе $P_{вх} = 37 \text{ кг/см}^2$

п/п	№	Наименование параметра	Значение		
			1-я ступень сжатия	2-я ступень сжатия	3-я ступень сжатия
1.	1	Производительность объемная, отнесенная к 20°C и 0.1013 МПа , млн.н.м ³ /сут	28.0		
2.	2	Производительность массовая по условиям всасывания, кг/с	144.5		
3.	3	Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин	317.8	271.1	233
4.	4	Давление газа конечное, абсолютное на выходе из КМЧ, Мпа (кг/см ²)	4.735 (48.27)	5.955 (60.7)	7.356 (75)
5.	5	Отношение давлений (степень сжатия)	1.305	1.29	1.267
6.	6	Давление газа начальное, абс, при входе в КМЧ, Мпа (кг/см ²)	3.628 (37)	4.616 (47.05)	5.806 (59.2)
7.	7	Потери давления между компрессорами, %	2.5	2.5	
8.	8	Температура газа на входе в КМЧ, $^{\circ}\text{C}$	15	37.9	60.7
9.	9	Плотность газа, отнесенная к 20°C и 0.1013 Мпа , кг/м ³	0.694		
10.	1	Политропный КПД в районе оптимума на его характеристике, не менее %	80.0	80.0	80.0
11.	1	Повышение температуры в КМЧ, $^{\circ}\text{C}$	22.8	22.8	21.9
12.	1	Мощность, потребляемая компрессором, на муфте привода, МВт, не более	6.6	6.8	6.8
13.	1	Частота вращения ротора компрессора, об/мин	4775	4665	4615

Таблица 3. Режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе $P_{вх} = 47 \text{ кг/см}^2$

п/п	№ Наименование параметра	Значение	
		1-я ступень сжатия	2-я ступень сжатия
1.	1 Производительность объемная, отнесенная к 20°C и 0.1013 МПа , млн.н.м ³ /сут	28.0	
2.	2 Производительность массовая по условиям всасывания, кг/с	144.5	
3.	3 Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин	244.8	210.9
4.	4 Давление газа конечное, абсолютное на выходе из КМЧ, Мпа (кг/см ²)	5.956 (60.7)	7.356 (75)
5.	5 Отношение давлений (степень сжатия)	1.292	1.267
6.	6 Давление газа начальное, абс, при входе в КМЧ, Мпа (кг/см ²)	4.61 (47)	5.807 (59.2)
7.	7 Потери давления между компрессорами, %	2	
8.	8 Температура газа на входе в КМЧ, $^{\circ}\text{C}$	15	37
9.	9 Политропный КПД в районе оптимума на его характеристике, не менее %	80.0	80.0
10.	10 Повышение температуры в КМЧ, $^{\circ}\text{C}$	22.0	21.2
11.	11 Мощность, потребляемая компрессором, на муфте привода, МВт, не более	6.3	6.3
12.	12 Частота вращения ротора компрессора, об/мин	4420	4425

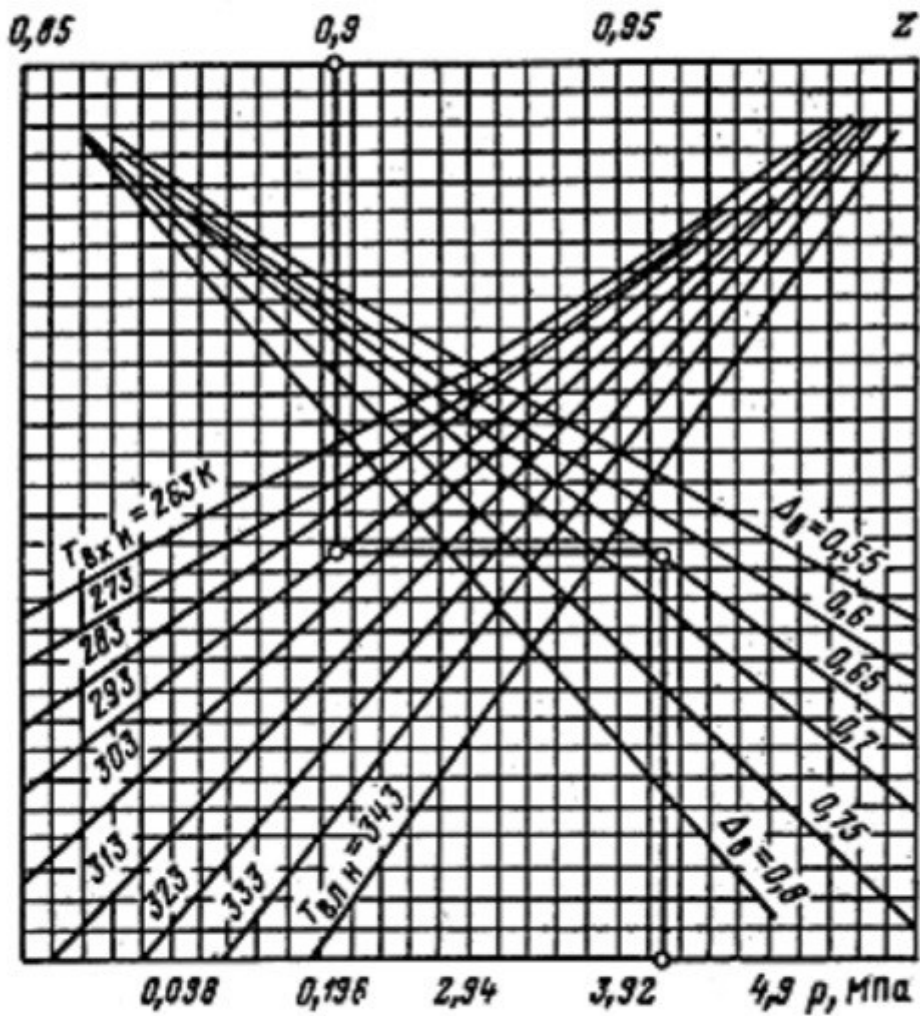


Рис.1 .Номограмма для определения коэффициента сжимаемости газа z по давлению P , температуре T и относительной плотности Δ .
 Последовательность определения $p \rightarrow \Delta \rightarrow T \rightarrow z$

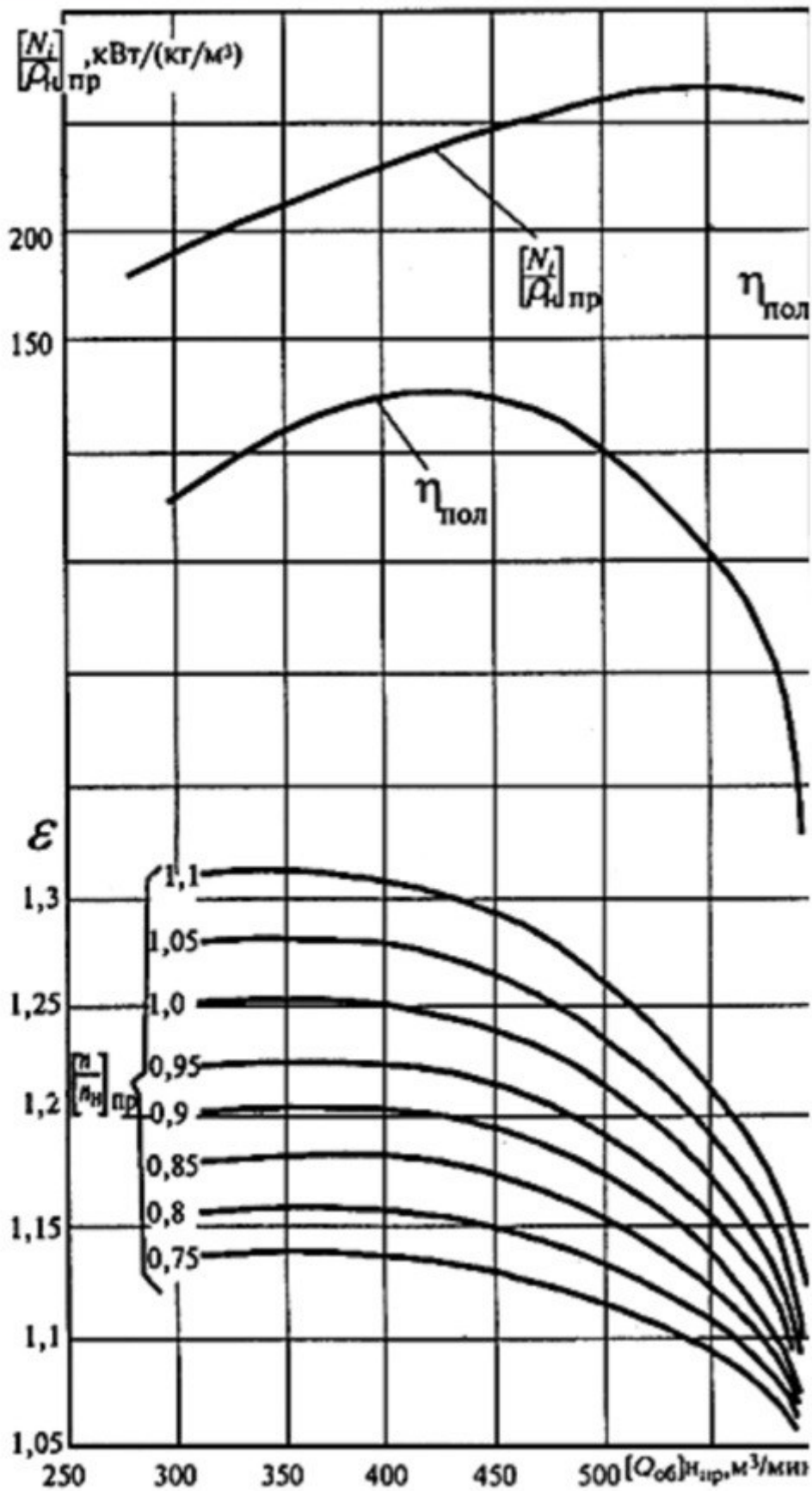


Рис.2. Приведенные характеристики нагнетателя 370-18-1 при $T_{пр}=288\text{К}$, $z_{пр}=0,9$, $R_{пр}=490 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$

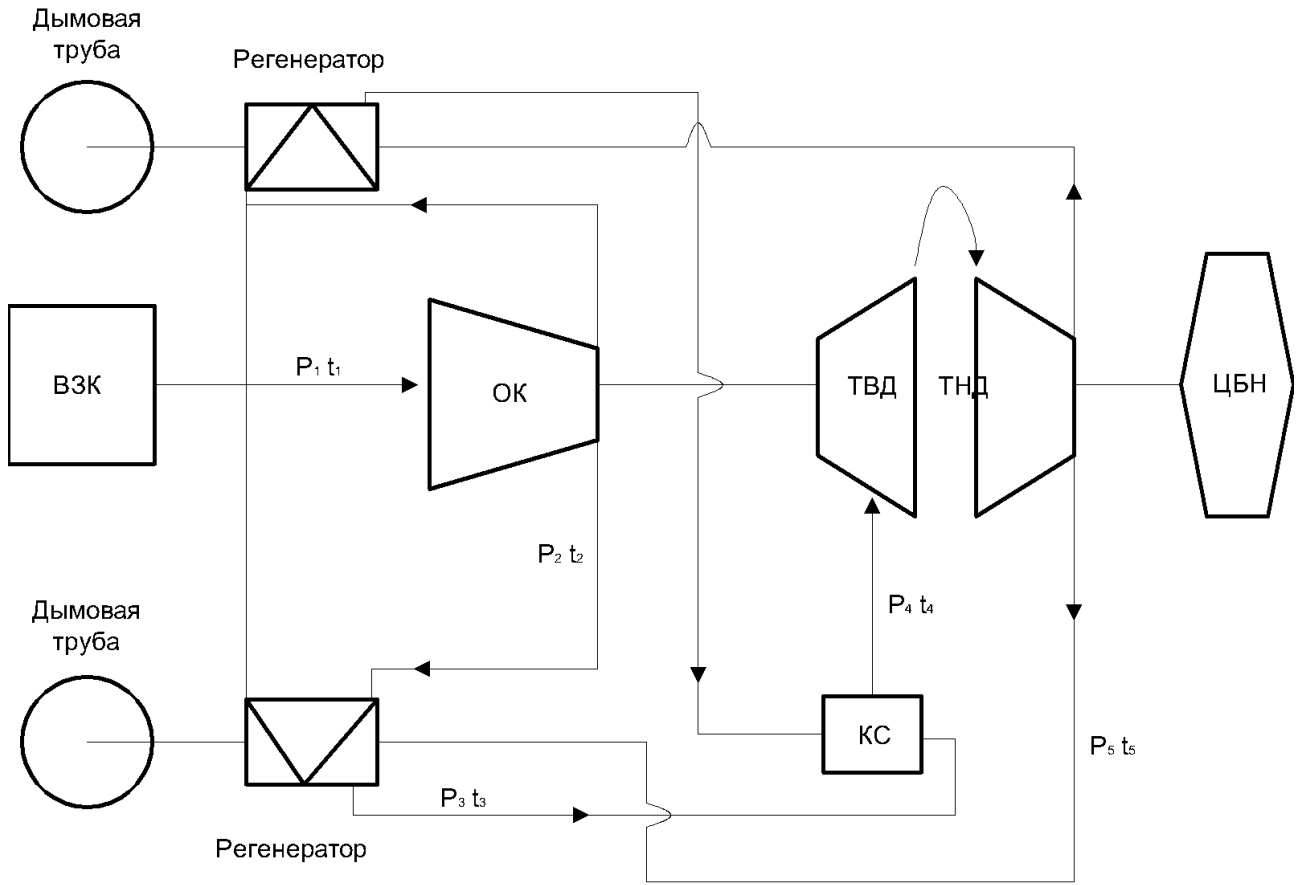
Тепловая схема ГТУ

Дымовая
труба

Регенератор

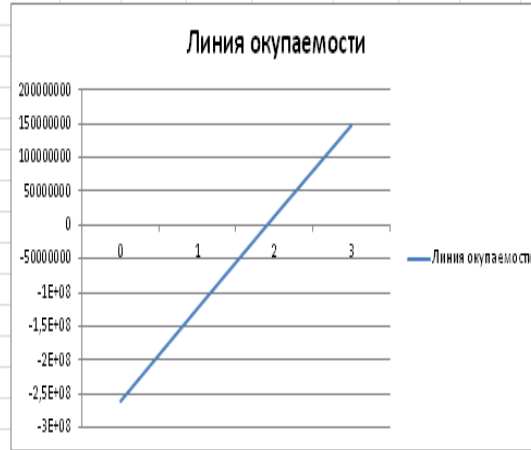


Тепловая схема ГТУ



Экономика в excel

Капитальные затраты				Ктранс, %	Ксмп, %	Кпр, %	Кисп	Цз, тт	К1, %	Нс, %	Тсл, лет	Стовл, тт	Смасл, тт	R
Усовершенствованный нагнетатель	Старая установка													
Кпр1, тт	20000000	Кпр2, тт	162936000	0,05	0,15	0,1	0,25	1496	0,1	0,2	20	15	500	10%
Ктранс1, тт	10000000	Ктранс2, тт	8146800											
Ксмп1, тт	30000000	Ксмп2, тт	24440400											
Кпр1, тт	20000000	Кпр2, тт	162936000											
К1, тт	260000000	К2, тт	211816800											
Эксплуатационные затраты														
N, кВт	10	N, кВт	10											
T, ч	14960	T, ч	20600											
W, кВт*час/год	37400	W, кВт*час/год	51500											
Ивл.эц, тт./год	55950400	Ивл.эц, тт./год	77044000											
E1, тт./год	260000000	E2, тт./год	211816800											
Затраты на обслуживание														
И1, тт./год	81950400	И2, тт./год	98225680											
Приведенные расходы по альтернативным системам														
Эпр1, тт./год	160617066,7	Эпр2, тт./год	160831280											
Эф		214213,3333												
Экономическая производительность														
D		13171370,67												
Рентабельность по эффективности расхода топливного газа														
Q1, м3/час	3600	Q2, м3/час	3000											
R1, м3	53856000	R2, м3	61800000											
G1, тт	807840000	G2, тт	927000000											
Рентабельность по экономичности расхода масла														
Q1, м3/час	1,23	Q2, м3/час	1,23											
R1, м3	18400,8	R2, м3	25338											
G1, тт	10672464	G2, тт	14696040											
Расчетные затраты														
A1, тт	818512464	A2, тт	941696040											
Ток, лет		1,906788176												
				IRR				1	Что если	R				



	0	1	2	3
Линия оку	-2,6E+08	-1,24E+08	12709893	149064840

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект Сатпаева А.Е, Узакпаевой А.А, Раковой Д.Б.
по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Тема: Повышение эффективности работы компрессорной станции методом
модернизации газотурбинной установки

Тема дипломного проекта рассматривает один из важных объектов перекачки газа на экспорт по трубопроводной системе Республики Казахстан – на участке КС Бейнеу.

Основной производственной задачей газопровода является транзитная перекачка газ в экспортном направлении.

В технико-технологическом разделе проекта указано подробное сведение о КС Бейнеу, краткая природно-климатическая характеристика района.


В расчетной части представлены расчеты по определению толщины стенки газопровода, режимов работы КС и параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем.

Все мероприятия, предлагаемые в настоящем дипломном проекте, в совокупности обеспечивают надежность и безопасность существующей системы перекачки газа.

Дипломники Сатпаев А.Е, Узакпаева А.А, Ракова Д.Б. проявили себя самостоятельными и инициативными студентами, показали достаточно хорошую теоретическую базу и практические навыки, умения делать грамотные выводы, анализировать технологические аспекты и технико-экономические обоснования.

На основании вышеизложенного, можно считать, что дипломный проект рекомендуется к защите в ГАК, а дипломанты Сатпаев Аслан Ермекулы, Узакпаева Айгерим Атыраубаевна, Ракова Данара Бексултанкызы заслуживают присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
К.т.н., сениор-лектор
кафедры НИ


Иргибаяев Т.И.

«10» сентя 2019г.

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Повышение эффективности компрессорной станции методом газотурбинной установки_СатпаевА.Е,УзакпаеваА.А,РаковаД.Б..doc
Автор:	Сатпаев А.Е., Узакпаева А.А., Ракова Д.Б.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-05-06 10:05:14
Коэффициент подобия № 1:	18,2%
Коэффициент подобия № 2:	5,4%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	10 184
Число знаков:	80 565
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	23



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 381

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://helpiks.org/6-83628.html		60
2	URL_ http://www.turbunist.ru/927-texnicheskoe-opisanie-gtk-10-4.html		43
3	URL_ https://studopedia.info/3-96826.html		40
4	URL_ https://gost.one/document/GOST_2398680-98026		40
5	URL_ https://helpiks.org/6-83628.html		37
6	URL_ https://gost.one/document/GOST_2398680-98026		37
7	URL_ https://helpiks.org/6-83628.html		36
8	URL_ https://revolution.allbest.ru/life/00391935_2.html		36
9	URL_ https://articlekz.com/article/20415		30
10	URL_ https://studopedia.su/10_78028_protsessi-i-apparati-mehanicheskoy-ochistki-stochnih-vod.html		30

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо заимствований



Документы,содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Геодинамическая модель строения Чу-Сарысуйского бассейна.docx <i>Satbayev University (ИГиНГД)</i>	Кочетков Андрей	67 (3)
2	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфираБулатова Диляра Адельевна <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>		39 (5)
3	Максат Айкенов.docx <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Айкенов Максат	20 (2)



Документы,содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ <i>NARXOZ (NEU) (Кафедра Технологии и экология)</i>	Ертаева А..	59 (6)
2	Выбор и исследование факторов, влияющих на эффективность эксплуатации выемочно-погрузочного комплекса при открытой разработке Бозшакольского месторождения медных руд KAZ Minerals PLS <i>Rudny Industrial Institute (RII) (Кафедра металлургии и горного дела)</i>	Дулат Ахметов	16 (1)
3	Газды тасымалдауға дайындау кезінде қолданылатын өлшеу сепараторының құрылымын жетілдіру <i>M.Auezov South Kazakhstan State University (Факультет Механика и нефтегазовое дело)</i>	Ағабек Азамат Сұлтанбекұлы	15 (2)
4	Инновационные методы систем пожаротушения ТЭЦ АО "СГПО" <i>Rudny Industrial Institute (RII) (Кафедра автоматизации, информационных систем и безопасности)</i>	Мария Леднева	10 (1)



Документы,содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://articlekz.com/article/20415	307 (33)
2	URL_ https://www.goodstudents.ru/documenty-k-zazhite/517-modernizacija-elektroprivoda.html	212 (24)
3	URL_ https://helpiks.org/6-83628.html	192 (7)
4	URL_ https://gost.one/document/GOST_2398680-98026	178 (10)
5	URL_ https://revolution.allbest.ru/life/00391935_2.html	169 (15)
6	URL_ http://earthpapers.net/ekologicheskij-analiz-vliyaniya-obektov-transporta-gaza-na-sostoyanie-okruzhayushey-sredy	160 (18)
7	URL_ https://studopedia.su/10_78028_protsessi-i-apparati-mehanicheskoy-ochistki-stochnih-vod.html	84 (6)
8	URL_ https://www.kazedu.kz/referat/196146/9	75 (4)
9	URL_ http://www.turbinist.ru/927-texnicheskoe-opisanie-gtk-10-4.html	67 (4)
10	URL_ https://studopedia.info/3-96826.html	60 (4)
11	URL_ http://libgost.ru/ontp/62148-Tekst_ONTP_51_1_85_Obshesoyuznye_normy_tehnologicheskogo_proektirovaniya_Magistral_nye_truboprovody_CHast_I_Gazoprovody.htm	36 (5)
12	URL_ http://stud.wiki/manufacture/2c0a65635a3ad69b5c43a88521306c26_0.html	35 (5)
13	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00092101_0.html	30 (3)
14	URL_ http://base1.gostedu.ru/49/49848/index.htm	23 (2)