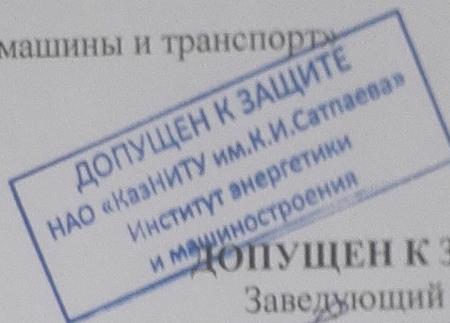


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Технологические машины и транспорт»



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой  
*С.А. Бортебаев*  
«21» 01. 2022 г.

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Расчет и проектирование газоперекачивающей станции  
«Бозой» в газопроводе Бейнеу-Шымкент»

по специальности - 6B07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

Выполнила:

Ержанова А.А.

Научный руководитель:

Балгаев Д.Е.

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

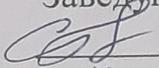
Институт дистанционного образования

Кафедра «Технологические машины и оборудование»

6B07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заведующий кафедрой

 С.А. Бортебаев

«27» 10 2021 г.

### **ЗАДАНИЕ**

#### **на выполнение дипломного проекта**

Студенту, обучающемуся Ержанова Асемгуль Абилхасымовна

Тема дипломного проекта: «Расчет и проектирование газоперекачивающей станции «Бозой» в газопроводе Бейнеу-Шымкент».

Утверждена приказом по университету № 1722-до от «22» октября 2021г.

Срок сдачи законченной работы «15» января 2022г.

Исходные данные к дипломному проекту: Расчет и проектирование газоперекачивающей станции «Бозой» в газопроводе Бейнеу-Шымкент.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Технико-технологическая часть;
- б) Расчетная часть;
- в) Технико-экономическая часть;
- г) Охрана труда.

Рекомендуемая основная литература: из 13 наименований.

## АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте представлены основные сведения магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и компрессорной станции «Бозой», технологическая схема, а также технические характеристики газопровода.

Приведены технологические решения по магистральному газопроводу Казахстан-Китай. Произведены механические расчеты, а также гидравлические расчеты по перекачке газа по магистральному газопроводу.

Цель дипломной работы – обеспечение перекачки газа по магистральному газопроводу.

В разделе «Безопасность и охрана труда» рассмотрены мероприятия по необходимой технике безопасности во время проведения строительных работ и эксплуатации.

В разделе «Охрана окружающей среды» указаны мероприятия по охране атмосферного воздуха, земельных и водных ресурсов.

## АННОТАЦИЯ

Диссертациялық жұмыста магистральдық газ құбыры «Бейнеу-Шымкент» және «Бозой» компрессорлық станциясы туралы негізгі ақпарат, ағын схемасы, сондай-ақ газ құбырының техникалық сипаттамалары берілген.

Қазақстан-Қытай газ құбырының технологиялық шешімдері ұсынылған. Магистральдық газ құбыры арқылы газды айдауға арналған механикалық есептер, сондай-ақ гидравликалық есептеулер жүргізілді.

Диссертациялық жұмыстың мақсаты газды магистральдық газ құбыры арқылы өткізуді қамтамасыз ету болып табылады.

«Қауіпсіздік және еңбекті қорғау» бөлімі құрылыс және пайдалану кезінде қажетті қауіпсіздік шаралары бойынша шаралар қабылданады.

«Қоршаған ортаны қорғау» бөлімінде атмосфералық ауаны, жер және су қорларын қорғау жөніндегі шаралар бар.

## ANNOTATION

In this thesis project presents basic information of the main gas pipeline Beineu-Shymkent and the Bozoy compressor station, flow chart, as well as the technical characteristics of the gas pipeline and the Bozoy compressor station.

Technological solutions for the Kazakhstan-China gas pipeline are presented. Mechanical calculations were made, as well as hydraulic calculations for gas pumping through the main gas pipeline.

The aim of the thesis is to ensure the transfer gas through the main gas pipeline. In the section "Safety and Labor Protection", measures are taken on the necessary safety measures during construction and operation.

In the section "Environmental Protection" there are measures for the protection of atmospheric air, land and water resources.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	7
1 Техничко-технологическая часть.....	7
1.1 Характеристика проектируемого объекта.....	7
1.2 Описание технологической схемы компрессорной станции.....	10
1.2.1 Компрессорный цех.....	11
1.2.2 Газоперекачивающий агрегат.....	12
1.2.3 Установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа.....	19
1.2.4 Масляное хозяйство компрессорного цеха.....	20
1.2.5 Узел предотвращения гидратообразователя.....	20
2 Расчетная часть проекта.....	21
2.1 Расчет толщины стенки газопровода.....	21
2.2 Расчет режима работы компрессорной станций.....	22
2.3 Определение параметров воздуха за промежуточным воздухоохладителем.....	26
3 Техничко-экономическая часть.....	30
3.1 Общие положения.....	30
3.2 Анализ годовой продуктивности.....	30
3.3 Определение капитальных затрат.....	30
3.4 Определение экономической производительности.....	31
3.5 Оценка рентабельности по экономичности расхода масла и эффективности расхода газа.....	32
4 Охрана труда.....	34
4.1 Опасные факторы на производстве.....	34
4.2 Мероприятия по обеспечению техники безопасности.....	38
Заключение.....	39
Список литературы.....	40

## 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**

КС «Бозой» является одной из самых высокотехнологичных компрессорных станций, уникальность которой заключается в возможности принимать газ сразу из двух магистральных газопроводов разного давления. Источниками газа являются два крупнейших магистральных газопровода МГ «Бухара-Урал» и МГ «Средняя Азия – Центр». Компрессорная станция «Бозой» укомплектована современными газоперекачивающими агрегатами и компрессорами последнего поколения «back-to-back», которые выполнены по специальному заказу и ранее в мировой практике не использовались. МГ «ББШ» является крупнейшим трубопроводным проектом за всю историю независимого Казахстана. Его строительство, предусмотренное Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию, направлено на повышение энергетической безопасности и независимости страны и диверсификацию экспорта казахстанского газа.

В целях обеспечения энергетической безопасности республики, надежного газоснабжения потребителей южных регионов Казахстана и диверсификации экспорта казахстанского газа на основании Соглашения о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан – Китай между Правительствами Республики Казахстан и Китайской Народной Республики от 18 августа 2007 года в 2011 году началась реализация проекта. Ввод в эксплуатацию КС «Бозой» является еще одной завершенной главой в истории газовой отрасли суверенного Казахстана, в истории освоения «энергии Великой степи». Сегодняшнее событие реализовано в соответствии со

стратегическими приоритетами компании «КазТрансГаз», оно позволит обеспечить южные регионы страны голубым топливом, добытым из собственных недр, а также упрочить дружественные отношения Казахстана с Китайской Народной Республикой».

Новая КС «Бозой» построена в Актюбинской области на 311 км магистрального газопровода «ББШ». Начало реализации проекта было положено в январе 2011 года, когда на равнодолевой основе казахстанской и китайской компаниями АО «КазТрансГаз» и «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited» была создана проектная компания ТОО «Газопровод «Бейнеу-Шымкент». Строительство газопровода стартовало в августе 2012 года. Строительство участка «Бозой – Шымкент» общей протяженностью 1143,2 км было завершено в сентябре 2013 года. Ввод в эксплуатацию участка «Бейнеу – Бозой» протяженностью 311 км закончили в ноябре 2015 года.

Введение в эксплуатацию газопровода позволяет соединить в единую газотранспортную систему все магистральные газопроводы Республики Казахстан: «Союз», «Средняя Азия – Центр», «Бухара – Урал», «Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы», «Газли – Шымкент», «Казахстан – Китай».

«Строительство газопровода Бейнеу – Бозой – Шымкент».

Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» — крупнейший трубопроводный проект за историю независимого Казахстана призван сыграть важную роль в повышении энергетической безопасности государства.

Проектирование и строительство магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» обусловлено рядом причин, важнейшими из которых являются:

- транспортировка природного газа из западных регионов Казахстана, в южные регионы Республики – Кызылординскую, Южно-Казахстанскую, Жамбылскую, Алматинскую области и г. Алматы в целях обеспечения их потребностей в природном газе посредством использования схемы замещения, транспортируемого по системе газопроводов «САЦ» транзитного газа и подачи его в проектируемый газопровод «Бейнеу-Шымкент»;

- обеспечения возможности (при необходимости) подачи части объемов газа из ресурсов Республики Казахстан на экспорт в Китайскую Народную Республику посредством подключения газопровода «Бейнеу-Шымкент» к проектируемому газопроводу «Казахстан-Китай» в районе проектируемой компрессорной станции «Кереит»;

- повышение надежности газоснабжения южных областей Казахстана;

- укрепление экономической безопасности Республики Казахстан.

Трасса проектируемого газопровода «Бейнеу – Шымкент» пройдет по территории четырех областей Республики Казахстан: Мангистауской, Актюбинской, Кызылординской и Южно-Казахстанской. Начальным пунктом проектируемого газопровода определено место его предполагаемой врезки в существующую систему магистральных газопроводов «Средняя Азия Центр» - 4 и лупинг САЦ-4.

Протяженность проектируемого газопровода «Бейнеу – Шымкент» составит -1487 км, одновременно по трассе газопровода предусматривается



природным топливом местных потребителей.



Рисунок 2 – Компрессорная станция (далее-КС) «Бозой»

## 1.2 Описание технологической схемы компрессорной станции

Главным технологическим объектом компрессорной станции «Бозой» является компрессорный цех, который обслуживает магистральный газопровод. Газ через узел подключения отбирается из двух магистральных газопровода КС «Бейнеу» (САЦ) и Гис Бозой «МГ Бухара-Урал» 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.

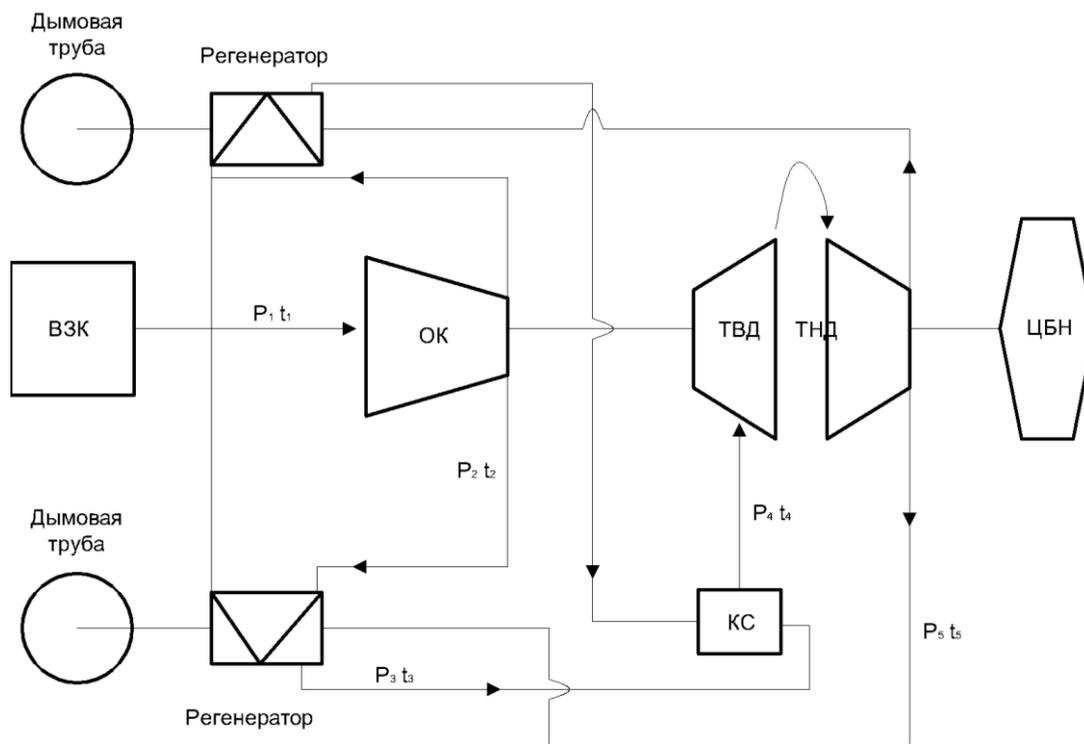


Рисунок 3 - Условная схема КС

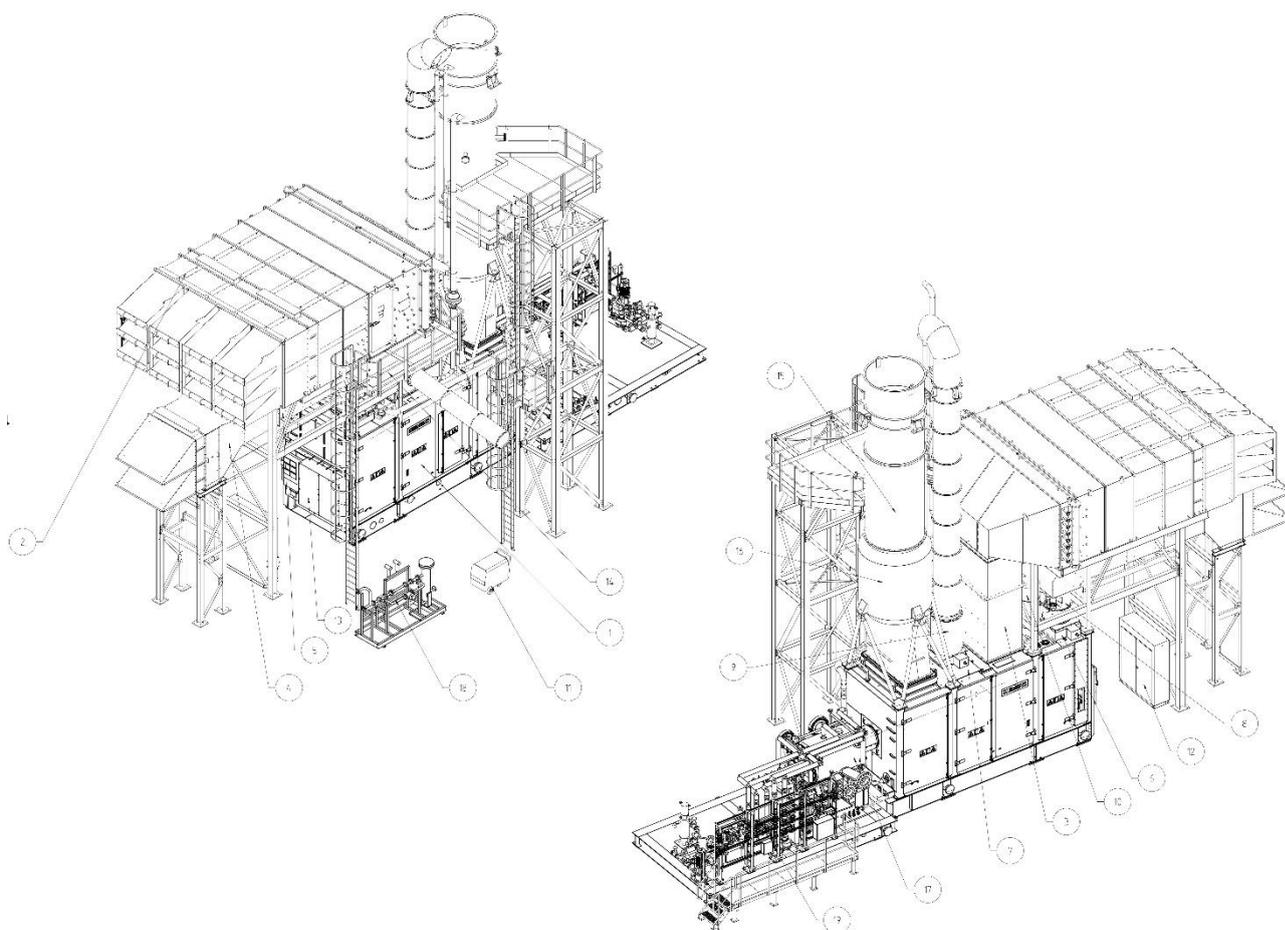
### 1.2.1 Компрессорный цех

В состав Бозойского 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).

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.



1. Siemens SGT-400 –турбина, 2. фильтр для впуска воздуха горения, 3. глушитель впуска воздуха горения, 4. фильтр для впуска вентиляционного воздуха, 5. глушитель впуска вентиляционного воздуха, 6. заслонка впуска вентиляционного воздуха, 7. заслонка выхода вентиляционного воздуха, 8. вентилятор приточного воздуха для вентиляции, 9. глушитель выхода вентиляционного воздуха, 10. коалесцер масляного тумана, 11. модуль промывки водой, 12. шкаф для огнетушителя, 13. JB72, 14. платформа и лестница, 15. выхлоп, 16. глушитель выхлопных газов горения, 17. Компрессор STC-SV, 18. модуль фильтра коалесцера, 19. Газовые системы с сухим уплотнением.

2.

Рисунок 4 – компоновка оборудования Siemens на КС «Бозой»

### 1.2.2 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/см<sup>2</sup>.

Таблица 1- 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 <sup>2</sup>
Частота вращения силового вала	4800 об/мин
Частота вращения компрессорного вала	5300 об/мин

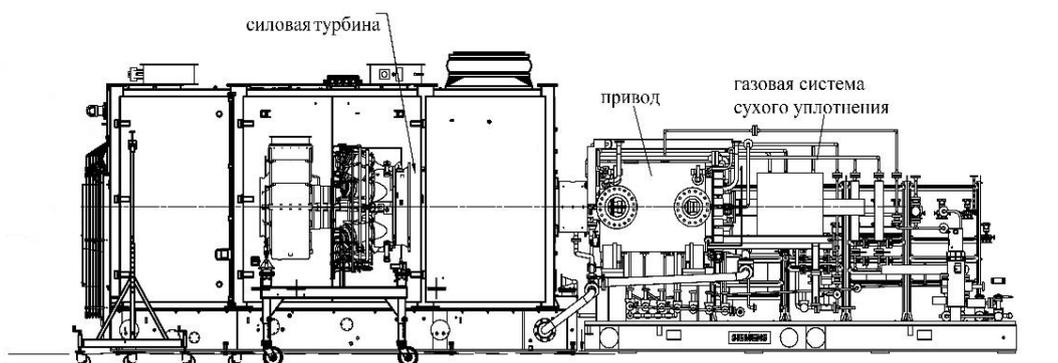


Рисунок 5 - Схема ГПА

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

4. Турбина высокого давления ТВД служит приводом осевогокомпрессора 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.

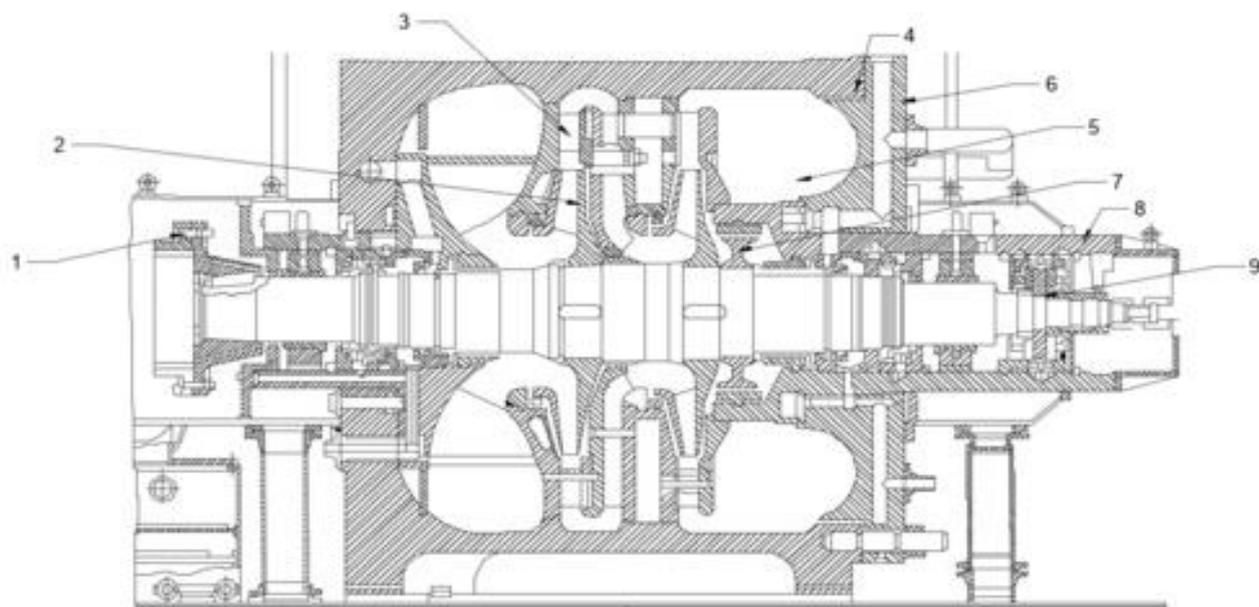
11. Аппараты воздушного охлаждения масла необходим для охлаждения масла для смазки после подшипников турбин и нагнетателя.

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.



1 - полумуфта; 2 - рабочее колесо; 3 - лопаточный диффузор; 4 - корпус; 5 - сборная камера; 6 - крышка; 7 - думмис; 8 - пакет ротора; 9 - гребень упорного подшипника.

Рисунок 6 - Центробежный нагнетатель

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.нм<sup>3</sup>/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.

Таблица 2 – документация КМЧ

Наименование состава КМЧ:	Количество
Гильза	1
Модернизированная камеравсасывающая со сборной кольцевой камерой	1
ЗИП одиночной на гарантийный срок	1

Конструкция комплекта должна допускать два варианта воздействия температуры окружающего воздуха:

- от плюс 5 до плюс 45<sup>0</sup>С на работающем ГПА;
- от минус 55 до плюс 45<sup>0</sup>С 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).

Таблица 3 – Параметры номинального режима КМЧ 370- 75/1,27

№	Наименование параметра	Значение
1	Производительность объемная, отнесенная к 20 <sup>0</sup> С и 0.1013 МПа, млн.н.м <sup>3</sup> /сут	14.15
2	Производительность массовая по условиям всасывания, кг/с	113.7
3	Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м <sup>3</sup> /мин	250

4	Давление газа конечное, абсолютное на выходе из КМЧ, Мпа (кг/см <sup>2</sup> )	4.607
5	Отношение давлений (степень сжатия)	1.27
6	Давление газа начальное, абс, при входе в КМЧ, Мпа (кг/см <sup>2</sup> )	3.628
7	Температура газа на входе в КМЧ, °С	15
8	Плотность газа, отнесенная к 20°С и 0.1013Мпа, кг/м <sup>3</sup>	0.694
9	Полиетропный КПД в районе оптимума на его характеристике, не менее %	80
10	Повышение температуры в КМЧ, °С	20.4
11	Мощность, потребляемая компрессором, намуфте привода, МВт, не более	5.2
12	Частота вращения ротора компрессора, об/мин	4300

В таблице 4 приведены параметры КМЧ на режиме совместной работы последовательно трех КМЧ с полной производительностью.

Таблица 4 – режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе  $P_{вх} = 37 \text{ кг/см}^2$ .

№	Наименование параметра	Значение		
		1-я ступень сжатия	2-я ступень сжатия	3-я ступень сжатия
1	Производительность объемная, отнесенная к 20°С и 0.1013 МПа, млн.н.м <sup>3</sup> /сут	28.0		
2	Производительность массовая по условиям всасывания, кг/с	144.5		
3	Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м <sup>3</sup> /мин	317.8	271.1	233
4	Давление газа конечное, абсолютное на выходе из КМЧ, Мпа (кг/см <sup>2</sup> )	4.735	5.955	5.955
5	Отношение давлений (степень сжатия)	1.305	1.29	1.267
6	Давление газа начальное, абс, при входе в КМЧ, Мпа (кг/см <sup>2</sup> )	3.628	4.616	5.806
7	Потери давления между компрессорами, %	2.5	2.5	
8	Температура газа на входе в КМЧ, °С	15	37.9	60.7

9	Плотность газа, отнесенная к 20°C и 0.1013Мпа, кг/м <sup>3</sup>	0.694		
10	Политропный КПД в районе оптимума на его характеристике, не менее %	80.0	80.0	80.2
11	Повышение температуры в КМЧ, °С	22.8	22.8	21.9
12	Мощность, потребляемая компрессором, на муфте привода, МВт, не более	6.6	6.8	6.8
13	Частота вращения ротора компрессора, об/мин	4775	4665	4615

В таблице 5 приведены параметры КМЧ 370-75/1,27 на режиме совместной работы последовательно двух КМЧ с полной производительностью.

Таблица 5 – режимы совместной работы трех компрессоров при давлении на входе  $P_{вх} = 47 \text{ кг/см}^2$ .

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

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.

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<sup>0</sup>С.

Объем поставляемого комплекта ЗИП одиночного должен обеспечивать эксплуатацию нагнетателя с КМУ с выполнением требований по надежности течение гарантийного срока. Организация обеспечивает по 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.

### **1.2.3 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).

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 ( $-30^{\circ}\text{C}$ ), подогрев топливного газа в зимнее время выполняется двух ступенчато:

- в первом теплообменнике газ, идущий на собственные нужды, подогревается до температуры  $20-25^{\circ}\text{C}$  до дросселирования с целью предотвращения образования гидратов при дросселировании;

- во втором теплообменнике подогревается с дросселированием до  $2,5\text{ МПа}$  газ, от температуры  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+20-25^{\circ}\text{C}$ .

Подогрев газа для собственных нужд осуществляется только при работе КЦ.

#### **1.2.4 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.

#### **1.2.5 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.

## 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.

### 2.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки газопровода проведем по методике, описанной, расчетные коэффициенты принят согласно СНиП 2.05.06.-85, «Магистральные трубопроводы»

- 1) По сортаменту выбираем для газопровода трубы из нормализованной низколегированной стали марки 13Г2АФ с пределом прочности -  $\delta_B = 530 \text{ МПа}$ .
- 2) Определим толщину стенки по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P_H D_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (1)$$

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

$n_p = 1,1$ ;

$R_1$  - расчетное сопротивление стали, МПа

$$R_1 = \frac{R^H m}{k_1 k_H}; \quad (2)$$

Где,  $R^H$  - нормативное сопротивление;

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода;

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

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

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу;

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

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

$$R_1 = \frac{530 * 0,9}{1,47 * 1,05} = 309 \text{ МПа}$$

Тогда толщина стенки будет равна:

$$\delta = \frac{1,1 * 3,7 * 1420}{2(309 + 1,1 * 3,7)} = 9,23 \text{ мм} ;$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округлим до ближайшего большего по сортаменту, равного  $= 10 \text{ мм}$ .

$\delta_H$

3) Определим продольное осевое напряжение от воздействия температуры и внутреннего давления.

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npp} \quad (3)$$

где,  $\sigma_{npN}$  - суммарные продольные осевые напряжения;

$\sigma_{npt}$  - продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от воздействия температуры

$E$  – модуль упругости, для стали

$E = 2,1 * 10^5 \text{ МПа}$  - расчетный температурный перепад, для подземных трубопроводов

$$\sigma_{npt} = -\alpha_t * E * \Delta t \quad (4)$$

$$\Delta t = 40^\circ$$

$$\sigma_{npt} = -1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * 40 = -100,8 \text{ МПа}$$

$\sigma_{npp}$  - продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от внутреннего давления

$$\sigma_{\text{нпн}} = n_p * 0,3 * \frac{P * D_{\text{вн}}}{\delta} ; \quad (5)$$

$$\sigma_{\text{нпн}} = \frac{1,1 * 0,3 * 3,7 * 1,42}{0,01} = 173,38 \text{ МПа};$$

Суммарные продольные напряжения будут равны:

$$\sigma_{\text{нпN}} = -100,8 + 173,38 = 72,58 \text{ МПа.}$$

4) Так как суммарное продольное напряжение является растягивающим ( $\sigma_{\text{нпN}} > 0$ ) то величина  $\sigma$  корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R + n_p \cdot P)} , \quad (6)$$

где,  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосные напряженное состояние металла труб, при сжимающих продольных напряжениях определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{нпN}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{нпN}}|}{R_1} ; \quad (7)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|72,58|}{309} \right)^2} - 0,5 \frac{|72,58|}{309} = 0,86;$$

Тогда  $\delta = \frac{1,1 * 3,7 * 1,42}{2(0,86 * 309 + 1,1 * 5,5)} = 10 \text{ мм};$

## 2.2 Расчет режима работы компрессорной станций

Рассчитаем режим работы компрессорной станций.

Исходные данные для расчета.

$Q=65$  млн.м<sup>3</sup>/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:

$$R = \frac{R_{\epsilon}}{\Delta} \quad (8)$$

где,  $R_{\epsilon}$  - газовая постоянная воздуха;  $R_{\epsilon}=286,8$  Дж/ кг\*К

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

Для определения коэффициента сжимаемости по давлению  $P_{\text{н}}=3,7$  МПа, температуре  $T_{\text{вх}}=300$  К и относительной плотности  $\Delta=0,67$  определим  $Z_{\text{нр}}=0,91$  по номограмме.

Определим плотность газа при стандартных условиях и при условий входа в нагнетатель:

$$\rho_{\text{см}} = \Delta * \rho_{\epsilon}, \quad (9)$$

где  $\rho_{\epsilon}$ - плотность воздуха

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

Производительность одного нагнетателя:

$$Q = \frac{Q_{\text{КС}}}{2}, \quad (10)$$

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

Объемная производительность одного нагнетателя при условии всасывания:

$$Q = \frac{Q * \rho_{\text{см}}}{24 * 60 * \rho_{\text{н}}}, \quad (11)$$

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

Определим приведенную объемную подачу нагнетателя:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot \frac{n_{\text{н}}}{n}, \quad (12)$$

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

где,  $Z_{\text{пр}}$ ,  $T_{\text{пр}}$  - сжимаемость, газовая постоянная и температура газа соответственно, которых были сняты приведенные характеристики нагнетателя ГПА-10-4. По номограмме определим

$$Z_{\text{пр}} = 0,9; T_{\text{пр}} = 288 \text{ К}; R = 490 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$$

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

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

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:

$$P_{\text{вых}} = \varepsilon \cdot P_{\text{вх}}, \quad (13)$$

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

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.

Определим приведенную объемную подачу нагнетателя:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot \frac{n_{\text{н}}}{n}, \quad (14)$$

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

## 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  $T_{\text{ex}}=343$  К,  $P_{\text{ex}}=0,4$  Мпа; температура окружающей среды  $T_a=288$  К; коэффициент давления в ВО  $\sigma_{\text{BO}}=0,97$ ; степень охлаждения воздуха в ВО  $\theta=0,84$ ; расход воздуха  $G_g=40$  кг/с.  
Решение:

1. Температура воздуха за ВО:

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{ex}} - \theta * (T_{\text{ex}} - T_a) \quad (15)$$

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

2. Давление воздуха за ВО:

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

3. Средняя температура воздуха в ВО:

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

4.1.1 Истинная массовая изобарная теплоемкость сухого воздуха при  $T = T_{\text{cp}} = 319,9$  К

$$C_p = \frac{C_{ps} + C_w * d}{1 + d} \quad (16)$$

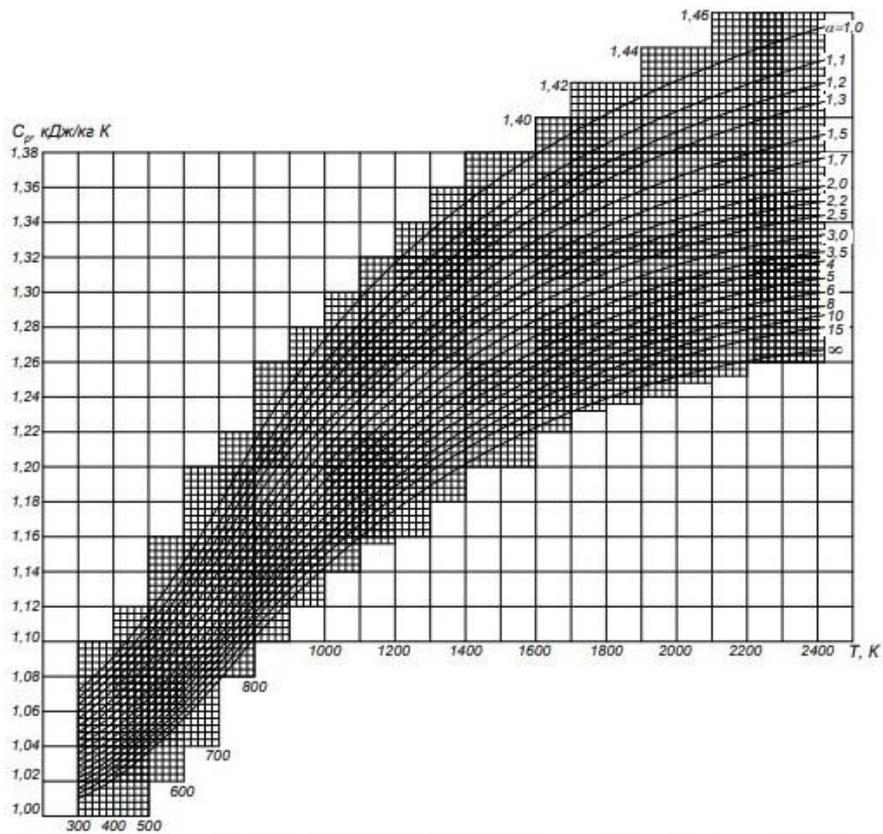


Рисунок 6 - Истинная массовая изобарная теплоемкость сухого воздуха при  $T = T_{cp}$

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

#### 4.1.2 Коэффициент избытка воздуха при различных температурах

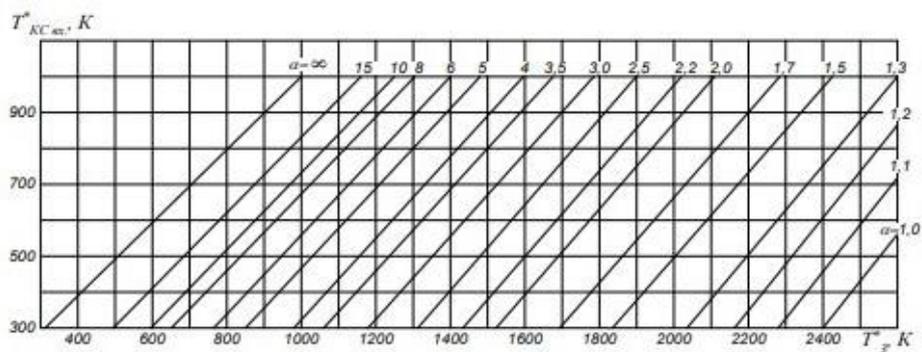


Рисунок 7 - Коэффициент избытка воздуха при различных температурах

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

Таблица 6 - Истинная массовая теплоемкость воды и водяного пара  $C_w$ , кДж/кг·К, при различных давлениях и температурах  $C_w=4.18032$

t	Даление P, МПа			
	0.01	0.1	0.5	1.0
0	4.217	4.217	4.215	4.212
20	4.179	4.182	4.181	4.179
40	1.899	4.185	4.184	4.183
60	1.900	4.196	4.195	4.194
80	1.902	2.038	4.215	4.213
100	1.908	2.002	4.244	4.242
120	1.915	1.984	4.284	4.283
140	1.923	1.976	2.287	4.337
160				

#### 4.3.1 Давление насыщения при температуре $T_{вхк} = 288$ К (15°C)

Таблица 7 – Давление насыщения при температуре  $T_{вхк} = 288$  К (15°C)

t, °C	0	5	10	15	20	25	30	35	40
$P_s$ , 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  $P_{n1} = \varphi * P_{n1} = 0,7 * 0,001741 = 0,0012$  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  $P_a = 0,1013$  Мпа

#### 4.3.4 Влагосодержание

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

$R_s = 287,4$  Дж/кг·К;  $R_n = 462,0$  Дж/кг·К – газовые постоянные воздуха и пара.

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

4. Тепловая мощность, отбираемая от воздуха в ВО:

$$Q_{BO} = C_p * (T_{вх} - T_{вых}) * G_a = 1,032 * (343 - 296,8) * 40 = 1907,136$$

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

### **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 модернизированной рассчитаем по последующей формуле:

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

где  $K_i$  – капитальные затраты;

$K_{прі}$  – цена оборудования;

$K_{трансі}$  – транспортные расходы;

$K_{смрі}$  – строительно-монтажные затраты;  $K_{прочі}$  – 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:

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

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

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

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

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

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

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

### 3.4 Определение экономической производительности

Определение экономической производительности использования условно определенной системы электропривода.

Эффективность модификации определяется по предполагаемому периоду окупаемости капитальных затрат  $T_p$

$D_i$  – годовой доход, тг/год.

Высчитывается в соответствии с формулой

$$D = \text{Эф} \cdot (1 - \text{Нс}) + \text{Аотч}$$

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

Нс – налоговая ставка (20% )

Аотч – амортизационные отчисления, тг/год.

$A_{\text{отч}}$  определяются как

Р ассчитаем приток наличности на основании

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

### 3.5 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 м<sup>3</sup>.

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

$$Q1 - 3600 \text{ м}^3/\text{час}$$

За прошлый год компрессорный цех №4б использует топливный газ в количестве 61 800 000 м<sup>3</sup>.

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

$$Q2 - 3000 \text{ м}^3/\text{час}$$

Цена топливного газа по «Интергаз Центральная Азия» равна 15 000 тенге за 1000 м<sup>3</sup>.

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

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

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

$$R2_{\text{масла}} = Q2 * T = 1,23 * 20600 = 25\,338 \text{ кг}$$

$$Q2_{\text{масла}} = 1,23 \text{ кг/час}$$

$$G1_{\text{масла}} = R1 * S = 18\,400,8 * 580 = 10\,672\,464 \text{ тг}$$

$$G2_{\text{масла}} = R2 * S = 25\,338 * 580 = 14\,696\,040 \text{ тг}$$

A – расчетные затраты

$$A1 = G1 + G1_{\text{масла}} = 807\,840\,000 + 10\,672\,464 = 818\,512\,464 \text{ тг}$$

$$A2 = G2 + G2_{\text{масла}} = 927\,000\,000 + 14\,696\,040 = 941\,696\,040 \text{ тг}$$

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

$$T = \frac{K}{D + (A_2 - A_1)} = \frac{260000000}{13\,171\,370.67 + (941\,696\,040 - 818\,512\,464)} = 1.85 \text{ год}$$

$$NPV = \sum D P_t$$

$NPV = 900\,866\,526.95$   
 Индекс рентабельности инвестиций  
 $PI = 4.4648713$   
 Внутренняя норма доходности (IRR)  
 $NPV = 0$   
 $IRR = 52\%$ ; (что если)  $R = 0.52432778$

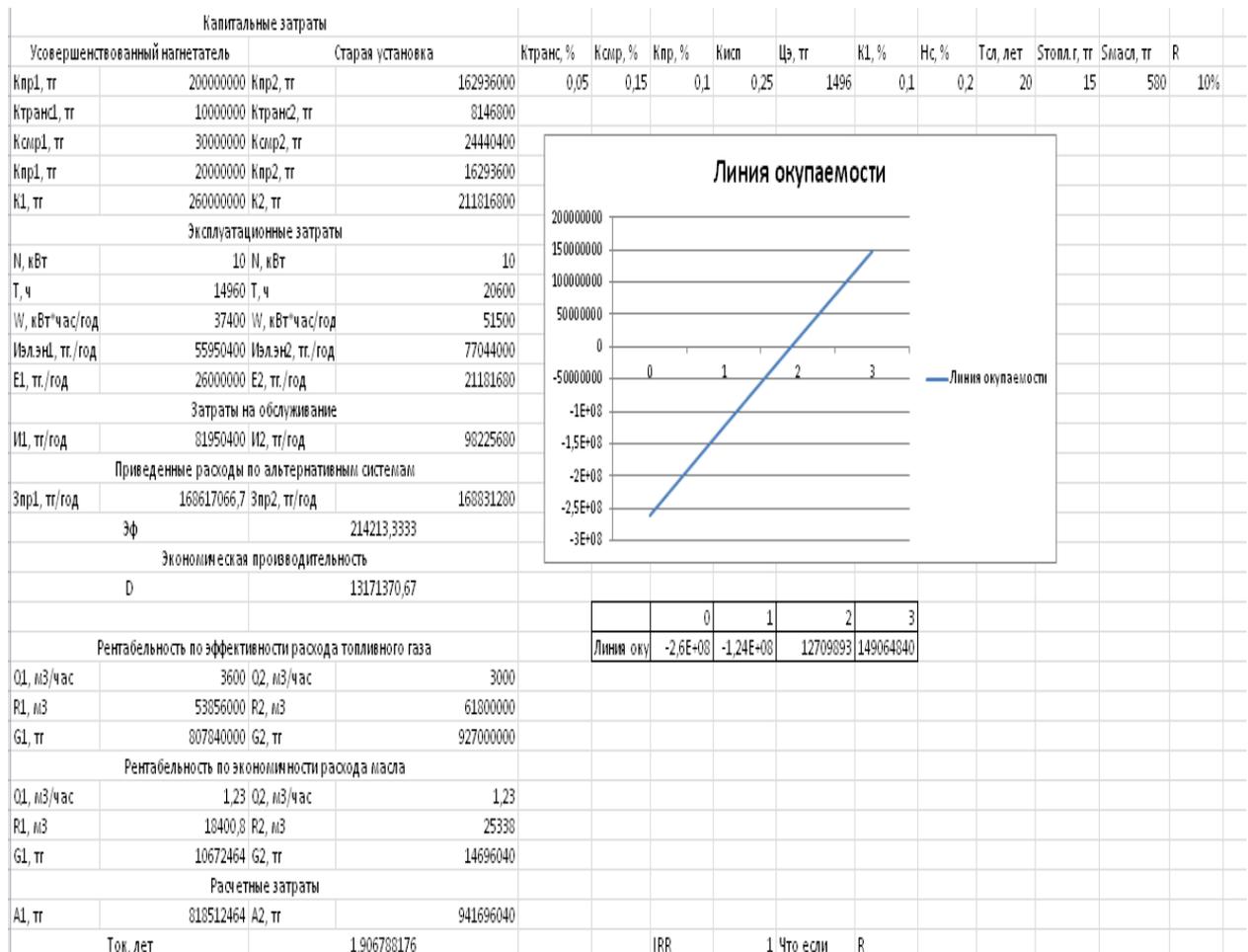


Рисунок 8 - Капитальные затраты

## 4. Охрана труда

### 4.1 Опасные факторы на производстве

Магистральные газопроводные системы представляют собой сложные технические объекты, осуществляющие транспортировку продукта под высокими эксплуатационными давлениями (до 7,4 МПа). В связи с этим газопроводы обладают повышенным риском возникновения различного рода аварийных ситуаций.

Так, опасность возникновения пожаров на линейной части магистрального газопровода, а также компрессорной станции определяется, прежде всего, физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности взрывается, воспламеняется и приводит к техногенной аварии, связанной с распространением пожара, включая человеческие жертвы и значительный экономический ущерб.

Для объектов транспорта газа степень их пожарной опасности зависит от особенностей технологического процесса, а именно:

- значительных объемов горючих газов в линейной и технологической частях трубопроводов;
- высокого значения показателей рабочего давления;
- большого количества горюче-смазочных материалов (турбинного масла), необходимого для работы газоперекачивающего агрегата.

К опасным физическим производственным факторам относятся движущиеся машины и механизмы; различные подъемно-транспортные устройства и перемещаемые грузы; незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся и перемещающиеся приспособления и др.); отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента, электрический ток, повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов и др.

Вредными физическими производственными факторами являются повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; высокие влажность и скорость движения воздуха; повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений — тепловых, ионизирующих, электромагнитных, инфракрасных и др. К вредным физическим факторам относятся также запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочих мест, проходов и проездов; повышенная яркость света и пульсация светового потока.

К психофизиологическим опасным и вредным производственным факторам относятся физические (статические и динамические) и нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов слуха, зрения и др.).

Опасным производством на КС считается весь технологический процесс, охватывающий очистку, компримирование, охлаждение газа и подачу его в магистральный газопровод, поскольку газ перекачивается под большим давлением (7,4 МПа), а при смеси с воздухом в содержании от 5 до 15% образует

взрывоопасную смесь.

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах.

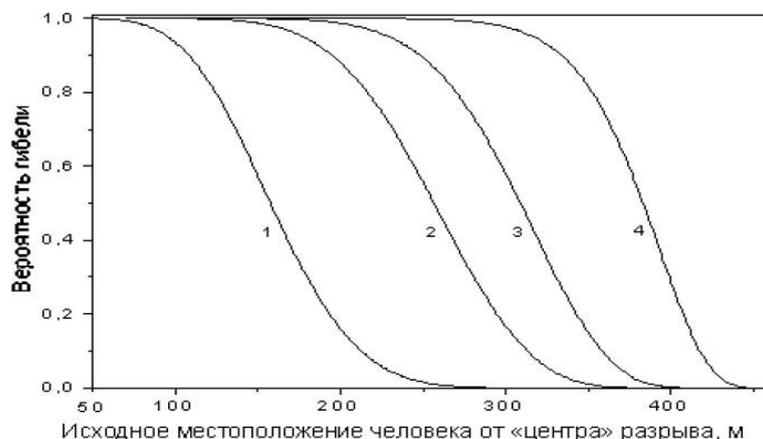


Рисунок 9 - Вероятность гибели людей при разрывах газопроводов с возгоранием газа при покидании ими зоны опасности со скоростью 2,5 м/с. (1 – Ду700 мм; P=5,5 МПа; 2 - Ду 1000 мм, =5,5 МПа; 3 - Ду 1200 мм; =5,5 МПа; 4 - Ду 1400 мм; =7,5 МПа)

Отличительной особенностью газопровода, как линейного источника опасности, является то, что поражение реципиента, находящегося на некотором расстоянии по перпендикуляру к оси газопровода, может произойти при возникновении «аварии в любой из точек некоторого участка влияния»  $(-x_1; x_1)$  (рисунок 1.9), где  $R_{100}$ ,  $R_1$  – радиусы зоны абсолютного, т.е. 100% поражения и зоны безопасности, т.е. 1% поражения).

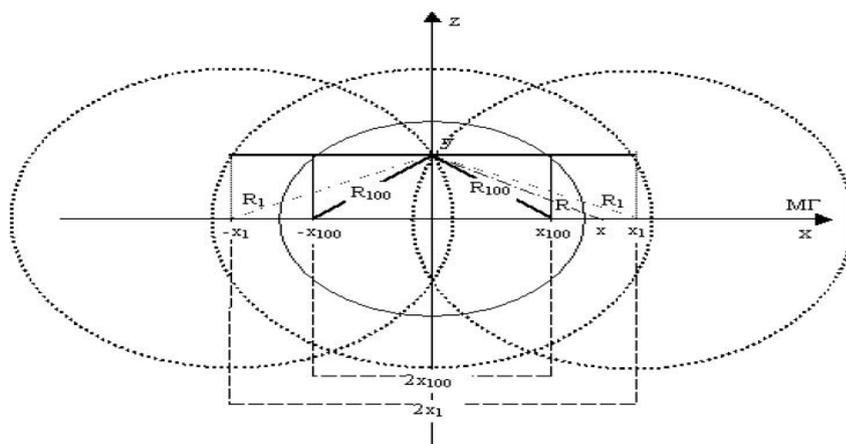


Рисунок 10 - Схема для расчета вероятности поражения человека при аварии на магистральном газопроводе.

Влияние технологических характеристик магистральных газопроводов (комплекса  $P \cdot D$  2, где  $P$  – рабочее давление,  $D$  – диаметр) на границы зон

безопасности. За единицу приняты значения зон безопасности для газопровода Ду 1400 мм, = 7,5 Мпа.

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 сельскохозяйственные 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°С.

- стационарно установленные грузоподъемные механизмы. Компрессорная станция, имеет вспомогательное оборудование -

грузоподъёмные 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 «Бозой» 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).

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.

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**

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.

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 проводятся ежемесячно.

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

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.

## **Заключение**

Главным результатом КС «Бозой» стало полное обеспечение потребностей населения южных регионов, социальной сферы и предприятий других отраслей страны за счет собственных ресурсов природного газа.

На сегодняшний день магистральный газопровод «Бейнеу-Шымкент» крупнейший трубопроводный проект за историю независимого Казахстана, играет важную роль в повышении энергетической безопасности государства. Проектирование КС и газопровода стало стратегически важной задачей, в решении которой приняли участие высококвалифицированные кадры.

Возведенный газопровод – это стратегический проект, направленный на обеспечение Юга Казахстана отечественным природным газом. В целях его успешной реализации намеревается в полной мере использовать потенциал казахстанских поставщиков и производителей. Приоритет будет отдаваться именно им.

В ходе строительства и эксплуатации создается тысячи новых рабочих мест, а также происходит содействие развитию различных отраслей экономики страны.

Строительство и эксплуатация КС и газопровода оказало макроэкономический и социальный эффект для ряда регионов Казахстана, привело к дополнительным инвестициям в социальную сферу и производство. В перспективе по газопроводу будет осуществляться экспорт природного газа в Китай, что обеспечит приток в страну дополнительных финансовых поступлений.

## 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. 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.
3. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001.-165с.
4. Техническое задание на модернизацию нагнетателя ЦН 370-18-1
5. Декларация безопасности промышленного объекта УМГ «Актау» АО «Интергаз Центральная Азия» том 1 и том 2.-Актау 2004г.
6. Инструкция по проведению противоаварийных и противопожарных тренировок с персоналом подразделений УМГ «Актау» АО «Интергаз Центральная Азия»- Атырау 2006г.
7. «Прикаспийская коммуна», №103(18664), стр.1,8-9- Атырау, 06.09.2007г
8. СНиП II - 4 - 79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.-М.: Стройиздат, 1980.- 48 с.
9. Белоглазова Т.Н., Романова Т.Н. ЗАЩИТА АТМОСФЕРЫ ОТ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 12. – С. 111-116.
10. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. Л.: Недра, 1976. -272с.
11. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Книга по Требованию, 2012.- 35с.
12. Белицкий, В. Д. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов: методическое пособие / В. Д. Белицкий, Ломов С. М. – Омск : ОмГТУ, 2011. – 65 с

## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Ержанова Асемгуль Абилхасымовна

**Название:** Диплом Асемгуль от 20.01.22.docx

**Координатор:** Досжан Балгаев

**Коэффициент подобия 1:0**

**Коэффициент подобия 2:0**

**Замена букв:12**

**Интервалы:17**

**Микропробелы:12**

**Белые знаки: 0**

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. Признаю работу самостоятельной и допускаю к защите .....

24.01.2022г

Дата

.....  .....

Подпись Научного руководителя

## Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Ержанова Асемгуль Абилхасымовна

**Название:** Диплом Асемгуль от 20.01.22.docx

**Координатор:** Досжан Балгаев

**Коэффициент подобия 1:0**

**Коэффициент подобия 2:0**

**Замена букв:12**

**Интервалы:17**

**Микропробелы:12**

**Белые знаки:0**

**После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

**Обоснование:**

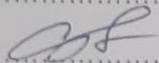
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускается к защите

  
20.01.22

Дата

Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения

## Отзыв руководителя

Дипломный проект  
(вид работы)

Ержанова Асемгуль Абилхасымовна  
(ФИО студента)

6B07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»  
(Шифр и специальность)

**Тема:** «Расчет и проектирование газоперекачивающей станции «Бозой» в газопроводе Бейнеу-Шымкент»

В ходе выполнения проекта дипломанту удалось найти конкретное решение. Она показала высокую теоретическую квалификацию, склонность к решению технических задач, умение самостоятельно работать с научной литературой.

В дипломном проекте представлены основные сведения магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и компрессорной станции «Бозой», технологическая схема, а также технические характеристики газопровода. Можно сказать, что решения, принятые в ходе проекта, находятся на устойчивом и достаточном инженерном уровне. В свою очередь, эти решения дополнены соответствующими расчетами. Достаточно рассмотрены вопросы охраны труда и окружающей среды.

В графическом разделе проекта подробно представлены основные чертежи проектируемой компрессорной станции.

В целом дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями государственного стандарта и содержит полный перечень заданных вопросов.

Дипломантку Ержановой Асемгуль Абилхасымовну считаю достойным академической степени «бакалавр техники и технологии» по специальности 6B07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия» и предлагаю к защите перед Государственной аттестационной комиссией.

**Научный руководитель**  
Лектор



Балгаев Д.Е.

«24» январь 2022г.

*Рецензия*

На дипломный проект студента специальности 6В07107 – Эксплуатационная сервисная инженерия, Ержановой Асемгуль Абилхасымовны на тему «Расчет и проектирование газоперекачивающей станции «Бозой» в газопроводе Бейнеу-Шымкент». Представленный дипломный проект, содержащий пояснительную записку (42стр.), чертежи формата А1 (5 листов), все чертежи выполнены в “автокаде”, посвящены газоперекачивающим агрегатам и компрессорным оборудованьям. В дипломном проекте описан расчет и проектирование компрессорной станции.

Работа над проектом показала, что студент Ержанова Асемгуль сформировался как инженер – механик, разбирается в сущности механических вопросов, грамотно работает с литературой. Выполнение графической части проекта находится на хорошем уровне и заслуживает оценки - Отлично.

Считаю, что студенту Ержановой Асемгуль Абилхасымовне может быть присвоено звание Бакалавр техники и технологии.

**Рецензент**

Киятов Батырбек Жамшеханович

Начальник отдела

АО «Алматинский завод тяжелого машиностроения»

Дата:

Подпись: