

### **Аннотация.**

В дипломном проекте рассматривается реконструкция компрессорного цеха КЦ-4 КС «Комсомольская» Комсомольского ЛПУ МГ с заменой морально и физически устаревших газоперекачивающих агрегатов ГТК-10-4 на более совершенные агрегаты нового поколения ГПА-16Р «Уфа» производства ОАО «Уфимское моторостроительное производственное объединение». В проекте приведено описание и принципы работы технологического оборудования и систем автоматики. Общий объем дипломного проекта составляет страниц, включая 18 таблиц, 11 рисунков и схем, 8 листов чертежей формата А4.

В технологической части дипломного проекта дано общее описание компрессорного цеха и компрессорной станции. Также дано описание и принцип действия основных объектов компрессорного цеха таких как, аппарат воздушного охлаждения газа, пылеуловитель, установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа. Отдельные подразделы отведены для описания системы смазки и противопомпажной системы. Даны общие сведения об устанавливаемом газотурбинном двигателе АЛ-31 СТ. Также в технологической части приведен расчет расхода топливного газа для газоперекачивающих агрегатов ГТК-10-4 и ГПА -16Р «Уфа» и оценка технического состояния нагнетателей по КПД.

В части «Безопасность и экологичность проекта» рассмотрены аспекты безопасности в чрезвычайных ситуациях, приведены план ликвидации последствий аварий на компрессорной станции, вредные воздействия выбросов загрязняющих веществ, шума.

В части «Контрольно – измерительные приборы и автоматика» рассмотрена система автоматики агрегата ГПА-16Р «Уфа» Series 5 фирмы “Compressor Controls Corporations”. Приведена схема системы, дано ее описание и принцип работы.

В экономической части описаны основные факторы обеспечивающие экономический эффект от реконструкции и сделан расчет экономической эффективности от замены газоперекачивающих агрегатов.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

## ВВЕДЕНИЕ

В рамках Генерального соглашения между Правительством РБ и ОАО «Газпром» от 15.07.97г. ОАО «УМПО» приступило к реализации программы модернизации действующего парка газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях ОАО «Газпром».

Предусмотрено несколько направлений участия ОАО «УМПО» в программе обновления парка газоперекачивающих агрегатов, установленных на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов и на станциях подземного хранения газа (СПХГ). Для этой цели объединением освоен серийный выпуск газотурбинного двигателя **АЛ-31СТ**, который может устанавливаться в следующих газоперекачивающих агрегатах мощностью 16МВт:

1. В агрегате **ГПА-Ц-16** для замены двигателя **НК-16СТ**. Такая работа проведена на КС «Карпинская». Именно на этом агрегате в 1996 году прошел приемочные испытания двигатель АЛ-31СТ и был рекомендован для серийного производства. Общая наработка составляет более 25 тыс. часов.

2. В агрегате **ГПА-Ц-16Л** производства СМНПО им. Фрунзе, г. Сумы, Украина. Газоперекачивающий агрегат прошел приемочные испытания в августе 1998г. и рекомендован для изготовления промышленной партии.

3. В агрегате **ГПА-16АЛ «Урал»**, производства НПО «Искра», г. Пермь. Разработан проект и техническая документация по установке двигателя в ГПА. Первый объект применения КС «Юбилейная» ООО «Севергазпром» запланирован на 2006 год.

4. В агрегате **ГПА «Нева-16»**, производства АО «Кировский завод» г. Санкт-Петербург. Газоперекачивающий агрегат прошел приемочные испытания в феврале 2003г. и рекомендован для изготовления опытной промышленной партии.

5. В агрегате **ГПА «Волга-16»**, разработки АО «НИИтурбокомпрессор» г. Казань. Разработан проект и техническая документация по установке двигателя в агрегат.

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



- КЦ-1 – газопровод Игрим-Серов, оборудован шестью агрегатами ГПА - 10 «Волна», «Машпроект», г.Николаев;
- КЦ-2 – газопровод СРТО – Урал, оборудован пятью агрегатами ГПА-Ц16 «Машпроект», г.Николаев;
- КЦ-3 – газопровод Надым – Пунга – Н. Тура, оборудован пятью агрегатами ГПА-16 «Машпроект», г.Николаев;
- КЦ-4 – газопровод Уренгой - Новопсков, оборудован восемью агрегатами ГТК-10-4 «Невского завода им. Ленина», (НЗЛ);
- КЦ-5 – газопровод Уренгой – Петровск, оборудован восемью агрегатами ГТК-10-4 «Невского завода им. Ленина», (НЗЛ).

В состав КС входят следующие объекты:

- установки очистки и охлаждения газа;
- технологические трубопроводы с установленной на них запорной арматурой;
- компрессорные цеха с установленными ГПА;
- системы подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- системы маслоснабжения станции;
- системы пожаротушения;
- электрические устройства КИП и А;
- узлы подключения цехов к газопроводам;
- системы обогрева компрессорных цехов и вспомогательных помещений.

## 1.2 Краткая характеристика компрессорного цеха КЦ – 4

Компрессорный цех КЦ – 4 обслуживает магистральный газопровод Уренгой – Новопсков.

Технические показатели газопровода:

- диаметр газопровода на данном участке  $D_y$ , мм 1400
- рабочее давление  $P$ , МПа 7,5
- проектная пропускная способность  $Q$ , млрд. м<sup>3</sup>/год 35

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						10

Сепаратор низкого давления	2	
Блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа	1	для агрегатов ГТК-10-4 до реконструкции
Установка подготовки газа	1	для агрегатов ГПА -16Р «Уфа», после реконструкции

В КЦ осуществляются следующие технологические процессы:

- очистка газа от механических примесей;
- сжатие газа;
- охлаждение газа;
- измерение и контроль технологических параметров;
- управление режимом газопровода;
- изменение числа и режимов работы газоперекачивающего агрегата.

Номинальный состав природного газа поступающего в нагнетатель приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Номинальный состав природного газа

Наименование газа	Химическая формула	Содержание в природном газе, в % по объему
Метан	CH <sub>4</sub>	98,63
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,12
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,02
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,1
Азот	N <sub>2</sub>	0,12
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	1,01

Газ не токсичен, горюч, взрывоопасен при содержании газа в воздухе от 5 до 17% по объему, по коррозионному воздействию на металлы - нейтрален.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							12

нагнетательный коллектор АВО и краны 8А и 8 выводится на коллектор узла подключения, откуда выходит в магистральный газопровод Ду=1400мм.

При запуске ГПА производится продувка малого контура обвязки ГПА с помощью байпасного крана 4 и свечи 5. После того как из контура будет стравлен газ, начинается заполнение малого контура через краны 1, 6 и 36Д.

При заполнении малого контура происходит вывод ГПА на начальный режим работы. При достижении ГПА заданных параметров газ выводится на большой контур, проходя при этом через краны 1 и 2, блок АВО, кран 36, кран 36р, блок пылеуловителей, всасывающий коллектор ГПА. После достижения давления газа в большом контуре равного давлению в магистрали, открывают краны 8А и 8, перекрывается кран 20. Станция начинает работать на магистраль, с последующим увеличением давления до заданного.

Возможно также прохождение газа мимо КЦ без компримирования. При этом краны 7, 8А и 8 закрыты, а краны 19, 20, 21 – открыты.

Для диагностики и очистки магистрального газопровода в КЦ на узле подключения установлены камеры приема и запуска диагностических, очистных поршней (КПП и КЗП). КПП и КЗП оборудованы системой байпасов Ду=1000мм, которая служит для запуска или приема поршней.

В качестве топливного и пускового газа компрессорных агрегатов используется транспортируемый газ после специального блока редуцирования (УПГ для агрегатов ГПА -16Р «Уфа»). Отбор газа в блок редуцирования в зависимости от периода эксплуатации производится из одной из нижеперечисленных точек :

- всасывающего шлейфа до 7-х кранов - кран №1т;
- всасывающего коллектора после пылеуловителей - кран №2т;
- нагнетательного коллектора перед АВО газа - кран №3т;
- нагнетательного шлейфа после 8-х кранов - кран №4т.

Пусковой газ после УПГ с давлением Р=0,6 МПа направляется в коллектор пускового газа.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						14

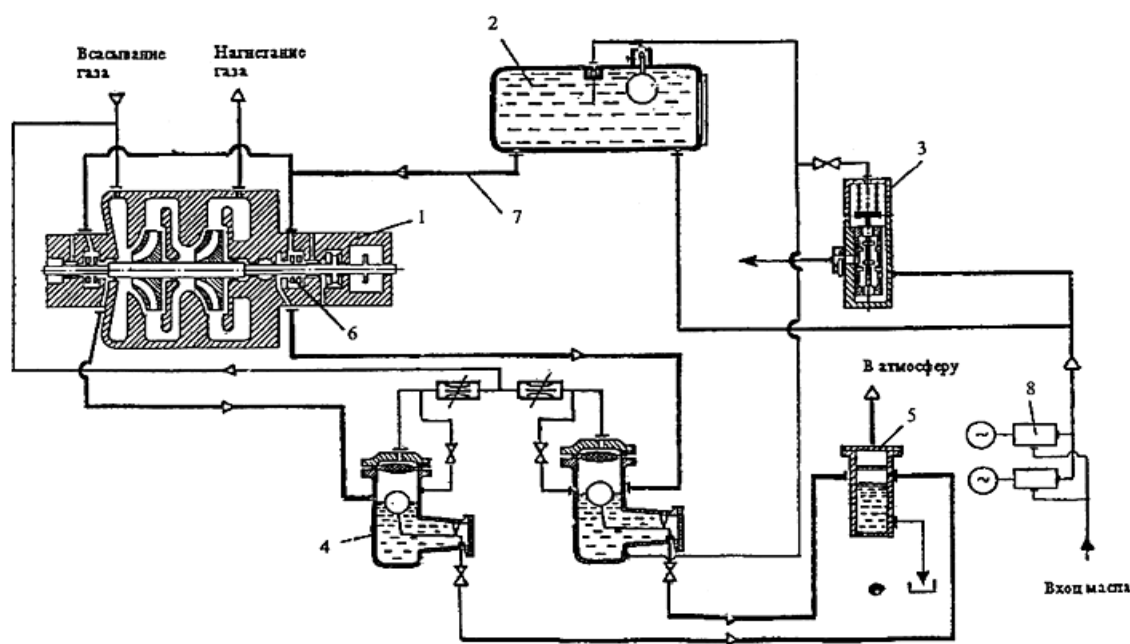


осуществляется и визуально с помощью уровневой линейки, установленной на маслобаке.

Работа системы уплотнения центробежного нагнетателя основана на использовании принципа гидравлического затвора, обеспечивающего поддержание постоянного давления масла, на 0,1-0,3 МПа превышающего давление перекачиваемого газа.

Масло к винтовым насосам уплотнения поступает из системы маслоснабжения ГПА. В систему уплотнения нагнетателя входит (рисунок 1.4):

- регулятор перепада давления 3, обеспечивающий постоянный перепад давления масла над давлением перекачиваемого газа;
- аккумулятор 2, обеспечивающий подачу масла в уплотнения в случае прекращения его подачи от насосов (при исчезновении напряжения);
- поплавковые камеры 4, служащие для сбора масла, прошедшего через уплотнения;
- газоотделитель 5, предназначенный для отбора газа, растворенного в масле.



- 1 - центробежный нагнетатель; 2 - аккумулятор; 3 - регулятор перепада давления;  
 4 - поплавковая камера; 5 - газоотделитель; 6 - масляное уплотнение (торцевое);  
 7 - маслопровод высокого давления; 8 - винтовые насосы

Рисунок 1.4 – Система уплотнения центробежного нагнетателя

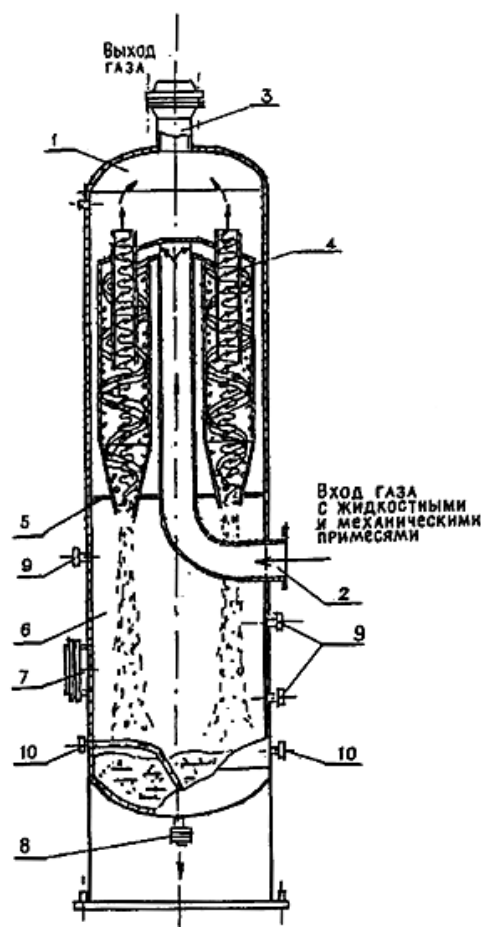


Секция ввода газа состоит из входной трубы диаметром 600 мм, распределяющей газовой поток по пяти циклам.

Секция очистки состоит из пяти циклонов типа ЦН – 16 диаметром 600 мм.

Циклоны с помощью сварки крепятся к донышку, которое разделяет аппарат на очистную и осадную секции.

Циклонный элемент состоит из корпуса – трубы диаметром 600 мм, винтового завихрителя, трубы – выхода диаметром 500 мм очищенного газа и дренажного конуса, по которому жидкие и твердые частицы попадают в осадную секцию.



1 - верхняя секция; 2 - входной патрубков; 3 - выходной патрубков; 4 - циклоны; 5 - нижняя решетка; 6 - нижняя секция; 7 - люк-лаз; 8 - дренажный штуцер; 9 - штуцеры контролирующих приборов; 10 - штуцеры слива конденсата

Рисунок 1.5 - Пылеуловитель

Нижняя часть аппарата является сборником пыли и влаги, выделяющихся из газа после обработки в циклонах.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Неочищенный газ через входную трубу поступает в секцию ввода, а затем по винтовому завихрителю в циклонное устройство, где из вращающегося потока, вследствие действия центробежных сил, от газа отделяются капельки жидкости и твердые частицы. Отделенные от газа примеси, по конусам циклонов попадают в нижнюю часть ПУ – осадительную секцию. Из нижней части осадной секции жидкость через штуцер удаляется в емкость ручной или автоматической продувки через дренажный коллектор в отстойную емкость.

Обвязка ПУ трубопроводами, арматурой и необходимыми приборами КИП и А должна быть выполнена в соответствии с технологической схемой и схемой КИП и А.

Аппарат, все дренажные трубопроводы, питание, командные и импульсные линии КИП и А теплоизолированы.

### 1.5.3 Эксплуатация циклонного пылеуловителя

Эксплуатация аппарата с параметрами, превышающими его технические характеристики, не допускается.

Для предотвращения преждевременных повреждений деталей и узлов, установленных внутри аппарата, для исключения забивания крупными механическими примесями магистральный газопровод должен периодически очищаться с помощью поршней.

В автоматическом режиме или периодически, не реже четырех раз в сутки, вручную производится слив жидкости в конденсатную емкость. Очистка от шлама нижней части осадительной секции аппарата производится с той же периодичностью.

Работа аппаратов в условиях образования льда или кристаллогидратов не допускается. В случае образования в аппарате ледяных пробок разогрев их производится паром или горячей водой. Разогрев, открытым огнем запрещается!

Аппарат останавливается при следующих условиях:

- повышении рабочего давления выше паспортного;
- повышении перепада давления выше  $0,6 \text{ кг/см}^2$ ;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					22

	количество рядов труб в секциях	6
	количество ходов по трубам	1
	длина трубы в секции	12 м
	площадь сечения одного хода	0,062 м <sup>2</sup>
	максимальная рабочая температура	+ 150 °С
	поверхность теплообмена а) наружная (по ребрам) секции аппарата б) внутренняя секции аппарата	3310 м <sup>2</sup> 9930 м <sup>2</sup>  142,43 м <sup>2</sup> 427,29 м <sup>2</sup>
<b>Привод</b>	тип привода	безредукторный
	тип электродвигателя	ВАСО 16 – 14 – 24
	номинальная мощность	37 кВт
	скорость вращения	250 об/мин
<b>Вентилятор</b>	тип колеса вентилятора	УК – 2М
	диаметр колеса	5000 мм
	число лопастей	4
	максимальный угол установки лопастей	11° ± 1°
	скорость вращения вентилятора	250 об/мин
<b>Габаритные размеры</b>	длина	12820 мм
	ширина	6500 мм
	высота	4890 мм
<b>Вес</b>	аппарата	48400 кг
	секции	9500 кг

### 1.6.2 Подготовка аппарата к пуску

Перед пуском аппарата в эксплуатацию, а также после ремонта или остановки со сбросом давления в камерах секций, необходимо произвести подтяжку пробок. Номинальный момент затяжки пробок – 520 Н·м для пробок из стали 36 и 405 Н·м для пробок из стали 10Г2.

Расконсервацию металлических неокрашенных поверхностей в секциях аппарата производят промыванием горячей водой или моющими растворами с

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Для исключения аэродинамического сопротивления от загрязнения оребренных поверхностей труб, особенно в летний период времени, трубы должны очищаться продувкой паром и сжатым воздухом не реже одного раза в месяц.

При отключении аппарата в зимний период из трубных секций жидкие замерзающие продукты должны быть удалены.

Перед пуском вентилятора в зимний период необходимо проверить отсутствие обледенения на лопастях вентилятора. При наличии обледенения необходимо удалить его.

При необходимости демонтажа тихоходного электродвигателя рекомендуется пользоваться лебедкой и специальной рамой. Перед вытягиванием электродвигателя направляющие салазки рамы необходимо обильно смазать консистентной смазкой.

При эксплуатации аппаратов необходимо регистрировать в рабочем журнале следующее:

- наработку аппарата с момента пуска в эксплуатацию в часах;
- замены сборочных единиц и отдельных деталей аппарата;
- отказы, если они имели место, с указанием мер, принятых по их исключению в дальнейшем;
- выполняемые ремонтные работы сборочных единиц и деталей аппарата.

### **1.7 Подготовка топливного, пускового и импульсного газа**

Установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа предназначена для обеспечения газотурбинных двигателей ГПА топливным и пусковым газом с параметрами (давлением, температурой), заданными техническими условиями завода-изготовителя.

Установка также обеспечивает подготовку импульсного газа (рабочего тела) для срабатывания пневмогидравлических приводов технологических кранов обвязки компрессорного цеха и узла подключения.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					26

дренажный конденсатопровод и подается в сборную емкость продуктов очистки газа, расположенную на площадке в районе пылеуловителей.

После фильтров газ проходит общий замерный узел, оборудованный счетчиком газа типа TZG400-150-100 (турбинный с рабочим диапазоном 1500 - 31000  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ). После замера газ разделяется на два потока: топливный и пусковой газ, который направляется на узел подогрева газа и импульсный газ, который направляется на установку осушки.

Узел подогрева состоит из двух подогревателей типа ПТПГ-30 (один резервный) тепловой мощностью 0,25 МВт и пропускной способностью по газу до 25 тыс.  $\text{нм}^3/\text{ч}$  каждый. В качестве промежуточного теплоносителя в подогревателях используется 60% раствор диэтиленгликоля (ДЭГ).

Автоматика подогревателей оснащена защитой от кратковременных (до 1 часа) отключений электроэнергии.

Розжиг, контроль горения и регулирование нагрева подогревателей осуществляется автоматически. В подогревателе используется инжекционная горелка принципиально нового типа, которая имеет диапазон регулирования мощности 10:1 и гарантирует устойчивое горение при любых режимах. Для надежной работы горелки подогревателя проектом предусматривается подача газа от линии пускового газа.

Газ, нагретый до температуры  $50\div 70^\circ\text{C}$ , из подогревателя подается в технологическое помещение УПТПИГ на узлы редуцирования топливного и пускового газа. Редуцирование газа обеспечивают регуляторы давления типа РДМ 50/150-КОЗ, установленные на линии топливного газа (выходное давление  $3,0 \pm 0,5$  МПа) и регуляторы РДМ-80/200-КОЗ - на линии пускового газа (выходное давление  $0,6 \pm 0,1$  МПа). Регуляторы отличаются высокой точностью поддержания выходного давления (до 2%), устойчивостью к автоколебаниям, эффективной системой шумоглушения (уровень шума при максимальном расходе не более 80 Дб) и работой без сброса газа в атмосферу.

Далее топливный и пусковой газ по трубопроводам  $D_y$  150 и  $D_y$  200 (соответственно), подается в коллекторы топливного и пускового газа

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					28

УПТПИГ и управление этими процессами (в том числе работа подогревателей топливного газа) осуществляется дистанционно с ГЦУ компрессорного цеха.

## 1.8 Противопомпажная защита компрессорного цеха

### 1.8.1 Общие сведения о помпаже

Помпаж, или неустойчивый режим работы, нагнетателя является наиболее опасным автоколебательным режимом в системе нагнетатель-газопровод, приводящий к срыву потока в проточной части нагнетателя.

Внешне помпаж проявляется в виде хлопков, сильной вибрации нагнетателя, отдельных периодических толчков, в результате чего возможны разрушение рабочего колеса нагнетателя, повреждение упорного подшипника, разрушение лабиринтных уплотнений и т.д. Возникновение помпажа в нагнетателе вызывает колебания частоты вращения и температуры газа ГТУ, приводящей во вращение нагнетатель, и, как следствие, к возникновению неустойчивой работы осевого компрессора, что, в свою очередь, приводит к аварийной остановке ГПА.

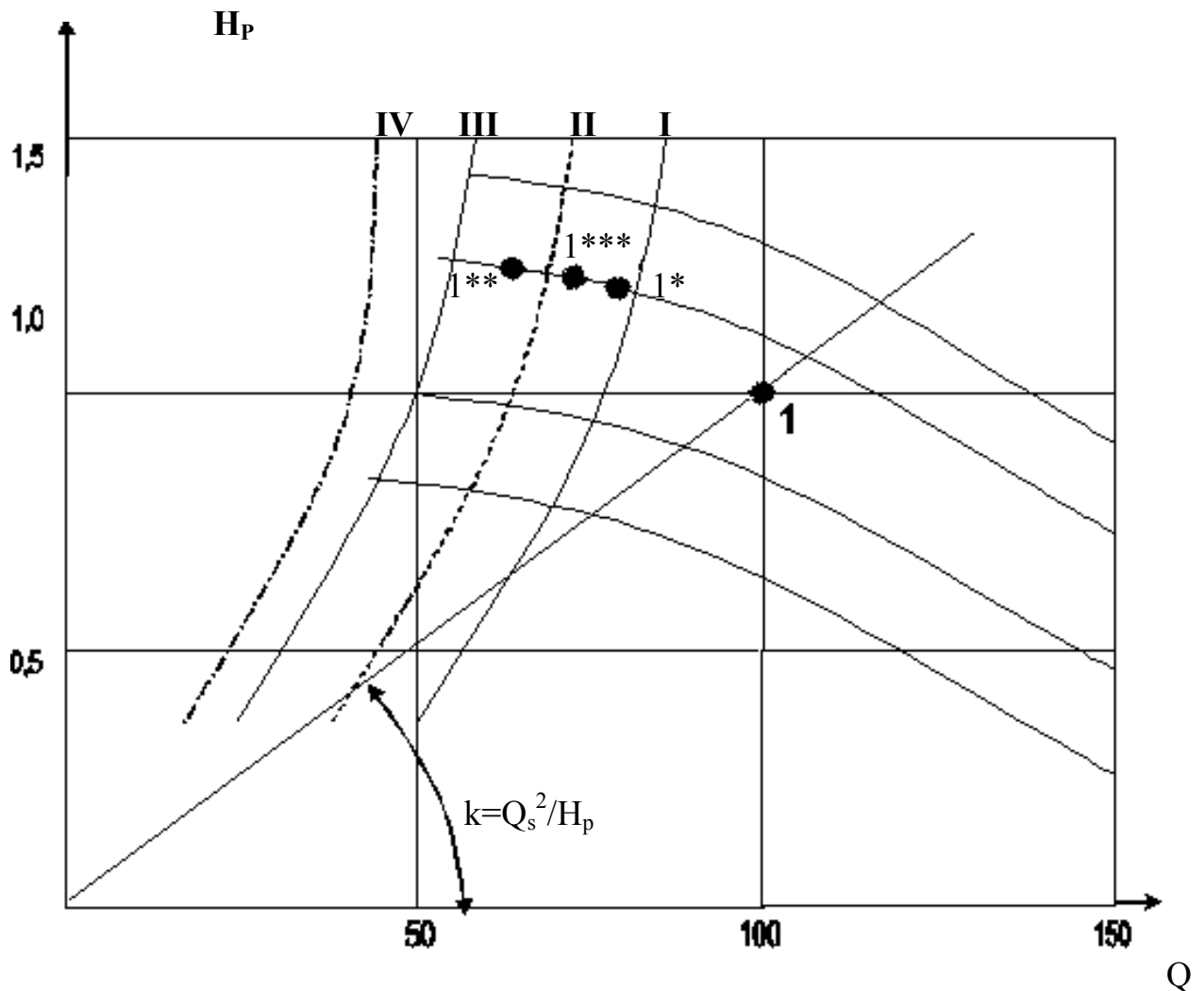
Причинами возникновения помпажа является изменение характеристики газопровода, вследствие:

- колебаний давления газа в газопроводе;
- влияния параллельно включенных, но более напорных нагнетателей;
- неправильной или несвоевременной перестановки кранов в трубной обвязке нагнетателя.

Изменения режима работы нагнетателя до значительного уменьшения расхода газа (примерно до 60% расчетного значения), вследствие:

- снижения частоты вращения нагнетателя ниже допустимой;
- ухудшения технического состояния газотурбинного привода;
- попадания посторонних предметов на защитную решетку нагнетателя и ее обледенения и др.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					30



Q – объемный расход газа;  $H_p$  – относительный политропный напор; 1 – нормальный режим работы нагнетателя; 1\* – режим работы нагнетателя после открытия перепускного крана; 1\*\* – режим полного открытия перепускного крана; 1\*\*\* – режим работы крана с малыми возмущениями; I – линия контроля помпажа; II – линия ограничения больших возмущений; III – линия границы помпажа; IV – линия ограничения числа хлопков

Рисунок 1.6 - Принципиальная характеристика нагнетателя с линиями ограничения по помпажу

Регулятор, рассчитывая расстояние рабочей точки от границы помпажа в случае его работы в области регулирования между линиями I и II (точка 1\*\*\*), воздействует на перепускной регулирующий клапан типа «Моквелд», перепускает часть газа с выхода нагнетателя на вход, восстанавливая режим нагнетателя в точке 1\*. Если же рабочая точка нагнетателя находится в области регулирования

Поворотные лопатки направляющих аппаратов (НА) КВД изменяют углы установки линейно в зависимости от частоты вращения ротора КВД. Поворот лопаток НА КВД производится с помощью агрегата управления механизацией компрессора.

Управление НА КВД и клапаном перепуска воздуха осуществляется гидроцилиндрами по командам САУ.

Привод редуктора (КПА 1) с агрегатами систем двигателя и ГПА производится через центральный конический привод (ЦКП) от ротора КВД.

Привод коробки агрегатов СТ (КПА 2) производится через центральный привод агрегатов (ЦПА) от ротора СТ.

Масляная система двигателя одноконтурная, циркуляционного типа, предназначена для охлаждения и смазки подшипников и зубчатых передач ГГ и СТ.

Двигатель оснащен датчиками первичной информации и комплектом агрегатов, обеспечивающими управление двигателем по командам электронной части САУ.

### **1.9.2 Принцип работы ГПА- 16Р «УФА»**

При запуске газовый стартер ГС через центральный конический привод раскручивает ротор высокого давления газогенератора ГГ. Очищенный в комплексном воздухоочистительном устройстве атмосферный воздух через входное устройство ГПА поступает в компрессор двигателя. Из компрессора двигателя сжатый воздух поступает в кольцевую камеру сгорания, где разделяется на первичный и вторичный потоки.

Первичный поток сжатого воздуха смешивается в жаровой трубе с топливным газом, подаваемым форсунками. Образовавшаяся смесь сгорает при постоянном давлении, в результате чего образуются продукты сгорания с высокой температурой.

Воспламенение смеси топливного газа с воздухом в жаровой трубе при запуске производится двумя запальными устройствами.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



Краны и клапана станции имеют следующую нумерацию и назначение:

- электромагнитный клапан (ЭМК) регулирует подачу топливного газа в газовый стартер;
- кран 11 предназначен для подачи пускового газа в ГС;
- сброс газа на свечу осуществляется через краны 9 и 10;
- кран 12 и стопорный клапан (СК) предназначен для подачи топливного газа в камеру сгорания;
- топливнорегулирующие клапана ТРК1, ТРК2 и ТРК3 регулируют частоту вращения турбокомпрессора.

В обвязке каждого агрегата всасывающий трубопровод оборудован краном с гидropневмоприводом 1 для приема газа в нагнетатель и байпасным 4, для заполнения контура нагнетателя перед его пуском, а также для опрессовки нагнетателя.

Нагнетательный трубопровод оборудован:

- краном 2 с гидropневмоприводом для выхода газа из нагнетателя и обратным клапаном в магистраль;
- линией сброса газа на свечу с краном 5 перед краном 2, предназначенным для продувки контура нагнетания перед пуском ГПА или сброса газа на свечу при любых остановках агрегата, а также опрессовках;
- пусковым трубопроводом подачи газа в пусковой контур с краном и обратным клапаном (ОК) в агрегатной линии рециркуляции газа, антипомпажным клапаном (АПК) “Mokveld”.

### 1.9.3 Подготовка ГПА к пуску

Перед первым пуском ГПА любого типа после монтажа, ревизии или ремонта эксплуатационному персоналу необходимо проверить наличие соответствующих актов на осмотр, очистку и опрессовку воздушного и газового трактов. Готовится ГПА к пуску по распоряжению сменного инженера КЦ после

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					36

его поступление ко всем подшипникам агрегата через смотровые окна на сливных патрубках подшипников.

Проверяют подвижность стопорного (СК) и регулирующего (ТРК) клапанов. При открытых СК и ТРК нажатие на кнопку аварийной остановки должно приводить к их закрытию. В обязательном порядке в соответствии с инструкцией по эксплуатации проводят проверку защиты агрегата (по импульсу от фотореле, от уменьшения величины перепада давления в уплотнении «масло-газ», по температуре газа за турбиной и т.д.). Ключом управления включают выбранный для проверки масляной насос уплотнения (МНУ). При этом проверяют срабатывание сигнализации и время заполнения аккумулятора масла. Проверяют работу крана №4, а также невозможность его открытия при выключенном МНУ (во избежание попадания газа в галерею нагнетателей через торцевое уплотнение). При включенном пусковом и уплотнительном насосах открывается кран №4 для продувки нагнетателя газом; время продувки не должно превышать 15-20 с (кран №5 на неработающем агрегате всегда находится в открытом состоянии).

Проверяют работу всех кранов технологической обвязки нагнетателя. Вторично проводят продувку нагнетателя газом и кран №5 закрывают. При подъеме давления в контуре нагнетателя необходимо убедиться в том, что при перепаде давления на кране №1 более 0.2-0.3 МПа краны №1 и №2 невозможно открыть ключом управления. Затем через свечной кран №5 сбрасывается давление из контура нагнетателя. Все краны возвращаются в исходное состояние, разблокируется схема и выключаются маслонасосы. Открываются ручные краны на подводе топливного и пускового газа: агрегат готов к пуску.

Необходимо помнить, что пуск агрегата не разрешается при: неисправности хотя бы одной из систем защиты ГПА; неудовлетворительном анализе качества турбинного масла; грязных масляных фильтрах; разобранных механизмах и агрегатах ГПА; неустраненном отклонении хотя бы одного из параметров от допустимых величин, обнаруженных при его эксплуатации; неисправной системе пожаротушения.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					38

достижении частоты вращения до  $8.3-10 \text{ с}^{-1}$  ( $500-600 \text{ мин}^{-1}$ ) срабатывает реле давления воздуха за осевым компрессором 2 и по его сигналу открывается кран №12. Включается зажигание камеры сгорания 6. При этом необходимо помнить, что запал разрешается держать под напряжением не более 20 с.

После зажигания камеры сгорания агрегат в течение 2-3 мин обязательно выдерживают при температуре газа перед ТВД 4 в пределах  $150-200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Затем регулирующий клапан открывают на величину 1-1.5 мм и на агрегатной панели появляется сигнал его открытия. На этом режиме необходимо прогревать турбину в течение 1 мин. Дальнейшее открытие регулирующего клапана проводят постепенно в течение 6-9 мин. За это время температура газа перед ТВД 4 не должна превышать  $600 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , а скорость нарастания температуры газа на выхлопе ТНД необходимо поддерживать в пределах не более  $20-25 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ .

По мере роста температуры газа перед ТВД происходит увеличение частоты вращения вала турбокомпрессора. При достижении частоты вращения до  $41.6 \text{ с}^{-1}$  ( $2500 \text{ мин}^{-1}$ ) электромагнитный клапан (ЭМК) и подача пускового газа на ГС прекратится. Одновременно муфта ГС выходит из зацепления и закрывается кран №11. В это время начинает вращаться вал ТНД с нагнетателем 5 и при достижении частоты вращения около  $55 \text{ с}^{-1}$  ( $3300 \text{ мин}^{-1}$ ) вступает в действие регулятор скорости. Агрегат выходит на режим «холостого хода». Здесь термин «холостой ход» условен и означает режим работы агрегата на минимальной установке регулятора скорости при открытых кранах №1 и №2. Положение других технологических кранов в обвязке определяется схемой работы ГПА.

Перед загрузкой агрегата необходимо проверить отключение пускового масляного насоса и общее состояние агрегата: проконтролировать- нет ли каких-либо задеваний в проточной части. При задевании или появлении посторонних, необычных звуков агрегат необходимо остановить для выяснения причин обнаруженных ненормальностей.

Следует проследить за перепадом давления «масло-газ» уплотнения нагнетателя. Он должен быть не менее 0.15 МПа. Своевременное закрытие

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

средство обеспечения работоспособности агрегата при выходе эксплуатационных параметров за предельно допустимые значения.

Нормальные остановки (НО) подразделяются на плановые и внеплановые.

Плановые НО связаны с выводом ГПА в ремонт, на проведение ревизии и резерв по графику.

Внеплановые НО связаны чаще всего с поддержанием режима работы газопровода.

Нормальные остановки ГПА (плановые, внеплановые, вынужденные) характеризуются обязательным выводом на рециркуляционное кольцо КС или группы, постепенной его разгрузкой и отключением от технологических коммуникаций. Поэтому в условиях, не являющихся аварийными, необходимо всегда проводить нормальную остановку двигателя. Газ из контура нагнетателя должен быть стравлен через кран №5.

Вынужденные нормальные остановки (ВНО) ГПА связаны с повреждением или угрозой повреждения узлов и деталей, отказами в системе регулирования и автоматики, а также выходом из строя вспомогательного оборудования и общестанционных систем обеспечения.

ВНО выполняют в следующих случаях:

- при воспламенении масла на турбине;
- при внезапном прорыве газа в помещение машинного зала;
- при появлении дыма из подшипников;
- при появлении слышимых задеваний, металлического звука внутри агрегата;
- при резком возрастании расхода масла через поплавковую камеру (уплотнение «масло – газ» нагнетателя), а также резком падении уровня масла в раме маслобака нагнетателя;
- при появлении условий, создающих угрозу безопасности обслуживающему персоналу или поломки оборудования.

При нормальной остановке ГПА эксплуатационный персонал должен проконтролировать по сигналам на щите управления: открытие крана №6 на

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					42

## 1.10 Инженерное оборудование, сети и системы

### 1.10.1 Существующее водоснабжение

Существующее водопотребление составляет - 120 м<sup>3</sup>/сутки. На площадке компрессорной станции существуют три системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевая производственная,
- противопожарная,
- система автоматического пожаротушения агрегатов.

Источником водоснабжения компрессорной станции являются 5 артезианских скважин с дебитом 10 м<sup>3</sup>/ч, четыре из которых размещаются за территорией КС, одна на территории ПЗРГ.

#### Хозяйственно-питьевая производственная система

Вода от артезианских скважин поступает в 2 резервуара запаса воды емкостью 250 м<sup>3</sup> каждый и хозяйственно-питьевыми насосами подается в одноименную сеть компрессорной станции.

#### Противопожарная система

При пожаре вода из резервуаров пожарными насосами подается в противопожарную сеть КС диаметром 150 мм.

#### Система автоматического пенного пожаротушения

На площадке существуют три автономные системы пенного пожаротушения:

- двух компрессорных цехов с агрегатами в индивидуальных укрытиях, в составе: насосной станции пожаротушения, совмещенной со зданием операторной, и надземным резервуаром запаса воды емкостью 50 м<sup>3</sup>,
- компрессорного цеха, в составе: насосная станция в бытовой вставке с насосами марки 4К-6 - 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный) и два надземных резервуара емкостью 50 м<sup>3</sup> каждый.

### 1.10.2 Проектируемое водоснабжение

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					44

Данный проект предусматривает подключение котлов - утилизаторов к существующим тепловым сетям и подвод тепла, от существующих тепловых сетей, к вновь проектируемым зданиям и сооружениям КС (к теплообменникам ГПА, складу ГСМ, компрессорной сжатого воздуха, установке подготовки газа и КТП АВО газа). Основным источником тепла служат утилизационные теплообменники ГПА, резервным - местная котельная.

Температура воды в подающем трубопроводе 70 °С, на выходе из котла утилизатора 115 °С

Теплопроводы относятся к категории 4-б в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Прокладка вновь проектируемых трубопроводов предполагается надземная, на низких отдельностоящих опорах, с воздушными переходами через автодороги. Арматура, с учетом климатических условий, запроектирована стальная. В низких точках предусматривается установка спускной (дренажной) арматуры, в высоких - воздушники.

После испытаний поверхности трубопроводов покрыть антикоррозийным покрытием - краской БТ - 177 по грунтовке ГФ - 021. Перед нанесением лакокрасочных материалов металлические поверхности очистить от ржавчины, обеспылить, замасленные поверхности обезжирить растворителем.

В проекте применяются трубы стальные с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана и гидрозащитным покрытием из алюминиевого листа заводского изготовления по ТУ 5767-001-23085909-94. Изготовитель – фирма «ТВЭЛ» г. С.-Петербург.

При совместной прокладке труб с маслопроводами в качестве изоляции применяются - маты минераловатные прошивные по ГОСТ 21880-86 с покровным слоем из листа алюминиевого.

### **1.11 Расчет расхода топливного газа при эксплуатации компрессорного цеха**

Основной задачей расчета при диспетчерском контроле и анализе режимов работы КС является определение энергетических показателей работы ГПА, цеха и

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						46

$$N_{EP} = N_{E0} \cdot k_N \cdot k_{OBL} \cdot k_Y \cdot (1 - k_T \cdot \frac{T_{BX} - T_{BX0}}{T_{BX}}) \cdot \frac{P_{BX}}{P_{BX0}}, \quad (1.3)$$

где

$N_{E0}$  – номинальная мощность ГТУ;

$k_N$  – коэффициент технического состояния ГТУ по мощности;

$k_Y$  – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий влияние атмосферного воздуха на мощность ГТУ;

Значения  $k_m$ ,  $k_{OBL}$ ,  $k_Y$ ,  $k_T$  являются паспортными данными.

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности:

$$k_N = \frac{N_e}{N_{e0}}. \quad (1.4)$$

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем, определяется по формуле:

$$N_e = \rho_{BC} \cdot \left[ \frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP} \cdot \left( \frac{n}{n_n} \right)^3 + \Delta N_{мех}, \quad (1.5)$$

где  $\Delta N_{мех}$  – механические потери в редукторе и подшипниках нагнетателя при номинальной нагрузке;

$\rho_{bc}$  – плотность газа на входе в нагнетатель;

$\left[ \frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP}$  – приведенная относительная внутренняя мощность;

$n$  – частота вращения силового вала ГТУ, соответствующая;

$n_n$  – номинальная частота вращения силового вала ГТУ.

Плотность газа на входе в нагнетатель определяется по формуле

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Для определения приведённой относительной внутренней мощности можно воспользоваться приведенной характеристикой нагнетателя, которая представляет собой графическую зависимость степени сжатия газа  $\varepsilon$ , политропического КПД  $\eta_{пол}$  и приведённой относительной внутренней мощности нагнетателя от приведенной объёмной производительности  $Q_{пр}$  при различных значениях приведенной относительной частоты вращения вала  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{пр}$

Для этого на приведённой характеристике нагнетателя наносится кривая зависимости значений  $Q_{пр}$  при соответствующих значениях  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{пр}$ .

Задаваясь несколькими (не менее трех) значениями оборотов ротора  $n_i$  в диапазоне возможных частот вращения ГПА определяются приведенные относительные обороты и соответствующие им приведенные объёмные производительности по формулам

$$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{пр i} = \frac{n_i}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{z_{пр} \cdot R_{пр} \cdot T_{пр}}{z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}}, \quad (1.15)$$

где  $z_{пр}$ ,  $R_{пр}$ ,  $T_{пр}$  – приведенные значения коэффициента сжимаемости, газовой постоянной и температуры, соответствующие приведенной характеристике;

$$Q_{пр i} = \frac{n_n}{n_i} \cdot Q_{вс}, \quad (1.16)$$

где  $Q_{вс}$  – производительность нагнетателя при условиях всасывания

$$Q_{вс} = \frac{Q_{об}}{24 \cdot 60} \cdot \frac{\rho_{ст}}{\rho_{вс}}, \quad (1.17)$$

где  $Q_{об}$  – объёмная производительность нагнетателя. Так как расчеты выполняются с целью сравнения расхода топливного газа старым и новым агрегатом, условно примем  $Q_{об}$  равным трети (три группы нагнетателей) зимней суточной производительности цеха.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



об/мин		
Температура воздуха на входе в осевой компрессор, К	$T_{вх}$	283,15
Давление воздуха на входе в осевой компрессор, МПа	$P_{вх}$	0,1
Низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м <sup>3</sup>	$Q_{нр}$	33500
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{ст}$	0,682
Газовая постоянная, Дж/кг К	$R$	506,9
Механические потери в редукторе и подшипниках нагнетателя при номинальной загрузке, кВт	$\Delta N_{мех}$	250
Эффективный коэффициент полезного действия (КПД) на валу силовой турбины двигателя, %	$\eta_{e0}$	35,5

Определим средние значения температуры и давления в процессе сжатия по формулам (1.11) и (1.12)

$$T_{cp} = \frac{288,15 + 318,15}{2} = 303,15^{\circ}C ;$$

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2} = \frac{5,3 + 7,45}{2} = 6.385 МПа .$$

Определим значения псевдокритической температуры и псевдокритического давления по формулам (1.13) и (1.14)

$$P_{нк} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,682) = 4,542 МПа ;$$

$$T_{нк} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,682) = 193,43 K .$$

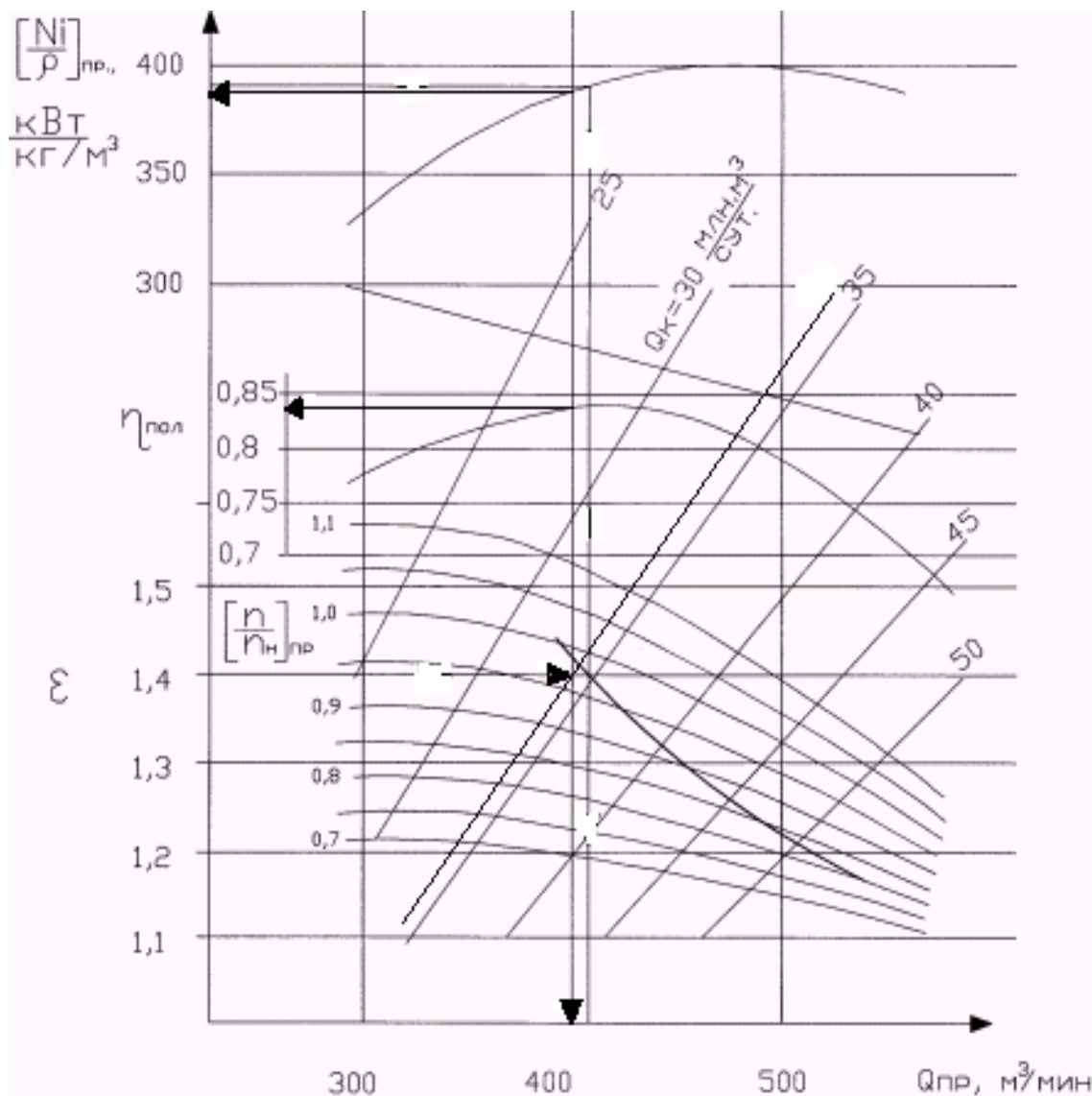
Определим приведенные значения температуры и давления по формулам (1.9) и (1.10)

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						52

5500	$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{\text{пр}} = \frac{5500}{5300} \sqrt{\frac{0,888 \cdot 503,16 \cdot 288,15}{0,887 \cdot 506,9 \cdot 288,15}} = 1,029$	$Q_{\text{пр3}} = \frac{5300}{5500} \cdot 407,08 = 392,3$
------	--	---

Определим требуемую степень повышения давления по формуле (1.18)

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1} = \frac{7,45}{5,3} = 1,4.$$



$$z_{\text{пр}} = 0,888,$$

$$R_{\text{пр}} = 503,16 \text{ Дж/кг К},$$

$$T_{\text{пр}} = 288,15 \text{ К}$$

Рисунок 1.8 - Приведенная характеристика СПЧ НЗ70 1.4/76-16/5300.

$$q_{mz} = 4760 \cdot (0,75 \cdot 0,934 + 0,25 \cdot \frac{283,15}{288} \cdot \frac{0,1}{0,1013}) \cdot 1,03 \cdot 1,025 = 4739,6 \text{ м}^3 / \text{ч} .$$

Расход топливного газа компрессорного цеха при полной его загрузке (в работе 3 агрегата) составит

$$Q_{mz} = q_{mz} \cdot 3 = 4739,6 \cdot 3 = 14218,8 \text{ м}^3 / \text{ч} .$$

### 1.11.2 Расчет расхода топливного газа при эксплуатации ГТК-10-4

Характеристика газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4 необходимая для расчета приведена в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Характеристика газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4

Наименование параметра	Обозначение	Величина
Номинальная мощность, кВт	$N_{e0}$	10000
Давление газа на входе в нагнетатель, МПа	$P_1$	5,32
Давление газа на выходе из нагнетателя, МПа	$P_2$	7,45
Температура газа на входе в нагнетатель, К	$T_1$	288,15
Температура газа на выходе из нагнетателя, К	$T_2$	318,15
Номинальная частота вращения силового вала ГПА, об/мин	$n_H$	4800
Температура воздуха на входе в осевой компрессор, К	$T_{вх}$	283,15
Давление воздуха на входе в осевой компрессор, МПа	$P_{вх}$	0,1
Низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м <sup>3</sup>	$Q_{нр}$	33500
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{ст}$	0,682
Газовая постоянная, Дж/кг К	$R$	506,9
Механические потери в редукторе и подшипниках нагнетателя при номинальной загрузке, кВт	$\Delta N_{мех}$	100

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

где по формуле (1.7)  $\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,566 + 0,78 \cdot 1,566^2 + 0,0107 \cdot 1,566^3 = 0,323$ .

Определим плотность газа на входе в нагнетатель по формуле (1.6)

$$\rho_{вс} = \frac{5,32 \cdot 10^6}{0,895 \cdot 506,9 \cdot 288} = 40,72 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Определим производительность нагнетателя при условиях всасывания по формуле (1.17)

$$Q_{вс} = \frac{33,9 \cdot 10^6}{24 \cdot 60} \cdot \frac{0,682}{40,72} = 394,3 \text{ м}^3 / \text{мин}.$$

На приведенной характеристике нагнетателя построим кривую (рисунок 1.11) зависимости значений  $Q_{пр}$  от частоты вращения силового вала ГПА при соответствующих значениях  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПР}$  по результатам расчета, приведенного в таблице 1.10

Таблица 1.10. – Расчет значений  $Q_{прi}$  и  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПРi}$  в зависимости от  $n_i$

Частота вращения силового вала ГПА $n_i$ , об/мин	Приведенная относительная частота вращения силового вала $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПРi}$	Приведенная объемная производительность нагнетателя $Q_{прi}$ , м <sup>3</sup> /мин
3800	$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПР1} = \frac{3800}{4800} \sqrt{\frac{0,888 \cdot 503,16 \cdot 288}{0,887 \cdot 506,9 \cdot 288}} = 0,789$	$Q_{пр1} = \frac{4800}{3800} \cdot 394,3 = 498$
4300	$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПР2} = \frac{4300}{4800} \sqrt{\frac{0,888 \cdot 503,16 \cdot 288}{0,887 \cdot 506,9 \cdot 288}} = 0,893$	$Q_{пр2} = \frac{4800}{4300} \cdot 394,3 = 440,1$
5000	$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{ПР3} = \frac{5000}{4800} \sqrt{\frac{0,888 \cdot 503,16 \cdot 288}{0,887 \cdot 506,9 \cdot 288}} = 1,034$	$Q_{пр3} = \frac{4800}{5000} \cdot 394,3 = 378,5$

Определим требуемую степень повышения давления по формуле (1.19):

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{P_2}{P_1}} = \sqrt{\frac{7,45}{5,3}} = 1,18.$$

По приведенной характеристике нагнетателя находим приведенную внутреннюю мощность  $\left[ \frac{N_i}{\rho} \right]_{\text{пр}} = 208 \text{ кВт м}^3/\text{кг}$  и приведенную объемную производительность нагнетателя  $Q_{\text{пр}} = 418 \text{ м}^3/\text{мин}$ .

Определим частоту вращения силового вала ГПА по формуле (1.20)

$$n = \frac{394,3}{418} \cdot 4800 = 4528 \text{ об/мин}.$$

Определим внутреннюю мощность, потребляемую нагнетателем по формуле (1.5)

$$N_e = 208 \cdot 40,72 \cdot \left( \frac{4528}{4800} \right)^3 + 100 = 7210 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициент технического состояния ГТУ по мощности по формуле (1.4):

$$k_N = \frac{7210}{10000} = 0,72.$$

Определим располагаемую мощность ГТУ по формуле (1.3)

$$N_{EP} = 10000 \cdot 0,72 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot \left( 1 - 3,7 \cdot \frac{283,15 - 288}{283,15} \right) \cdot \frac{0,1}{0,1013} = 7857,6 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициент загрузки ГТУ по формуле (1.2)

$$k_{\text{заг}} = \frac{7210}{7857,6} = 0,918$$

Расход топливного газа ГПА определим по формуле (1.1)

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$w_{np} = (Pv)_m \cdot \ln \varepsilon \cdot \left( \frac{n_n}{n} \right)^2, \quad (1.23)$$

где  $(Pv)_m$  – среднее значение потенциальной функции  $(Pv)$  для газа;

$\varepsilon$  – степень повышения давления газа;

$n_n$  – номинальная частота вращения вала нагнетателя;

$n$  – частота вращения вала нагнетателя;

Среднее значение потенциальной функции для газа определяется по формуле

$$(Pv)_m = \frac{(Pv)_1 + (Pv)_2}{2}. \quad (1.24)$$

Потенциальная функция для газа определяется по формуле

$$(Pv)_i = (1,49 - 0,49 \cdot r) \cdot (Pv)_{iCH_4}. \quad (1.25)$$

Для метана потенциальная функция определяется в зависимости от значения давления и температуры на входе и выходе нагнетателя и находится по формуле

$$(Pv)_{iCH_4} = (0,017 \cdot P_i + 0,555) \cdot t_i - 2,73 \cdot P_i + 139,4. \quad (1.26)$$

Приведенная разность энтальпии природного газа определяется по формуле

$$\Delta h_{np} = \Delta h \cdot \left( \frac{n_n}{n} \right)^2, \quad (1.27)$$

где  $\Delta h$  – разность энтальпии природного газа;

Разность энтальпии природного газа

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Определим потенциальную функцию для газа по формуле (1.25)

$$(Pv)_1 = (1,49 - 0,49 \cdot 0,98) \cdot 134,558 = 135,876 \text{кДж / кг};$$

$$(Pv)_2 = (1,49 - 0,49 \cdot 0,98) \cdot 149,735 = 151,202 \text{кДж / кг}.$$

Определим среднее значение потенциальной функции для газа по формуле (1.24)

$$(Pv)_m = \frac{135,876 + 151,202}{2} = 143,539 \text{кДж / кг}.$$

Определим приведенную потенциальную работу сжатия по формуле (1.23)

$$w_{np} = 143,539 \cdot \ln 1,4 \left( \frac{5300}{5224} \right)^2 = 52,443 \text{кДж / кг} = \frac{52,443}{60} = 0,874 \text{кВт} \cdot \text{мин} / \text{кг}.$$

Определим среднюю изобарную теплоемкость газа по формуле (1.29)

$$C_{pm} = (0,37 + 0,63 \cdot 0,98) \cdot [(0,003 - 0,0009 \cdot 5,32) \cdot 30 + 0,11 \cdot 5,32 + 2,08] = 2,578 \text{кДж / кг} \cdot \text{K}.$$

Определим среднее значение комплекса по формуле (1.30)

$$(C_p D_h)_m = (1,37 - 0,37 \cdot 0,98) [(0,00012 \cdot 45^2 - 0,0135 \cdot 45 + 0,31) \cdot 6,385 - 0,0463 \cdot 45 + 11,19] = 8,823 \text{кДж / кг} \cdot \text{МПа}.$$

Разность энтальпии природного газа определяем по формуле (1.28)

$$\Delta h = 2,578 \cdot (45 - 15) - 8,823 \cdot (7,45 - 5,32) = 58,547 \text{кДж / кг}.$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\Delta h_{np} = 58,547 \cdot \left( \frac{4800}{4528} \right)^2 = 65,79 \text{ кДж/кг} = \frac{65,79}{60} = 1,097 \text{ кВт} \cdot \text{мин/кг}.$$

Полиетропный КПД процесса сжатия (1.22)

$$\eta_{пол} = \frac{0,675}{1,097} = 0,615.$$

Паспортный полиетропный КПД нагнетателя при принятых исходных данных составляет величину 0,82. Следовательно, коэффициент технического состояния нагнетателя по КПД по формуле (1.21)

$$K_h = \frac{0,615}{0,82} = 0,75.$$

### 1.13 Обоснование целесообразности реконструкции

Выше уже отмечалось, что установленные газоперекачивающие агрегаты ГТК-10-4 выработали свой ресурс (100 тыс. час.), морально и физически устарели и нуждаются в замене. На смену им пришли газоперекачивающие агрегаты нового поколения. Они имеют больший КПД, у них выше единичная мощность и они оснащены более современной автоматикой.

Как показали наши расчеты, агрегаты ГТК-10-4 потребляют больше топливного газа по сравнению с ГПА-16Р «Уфа» при одинаковых объемах перекачки газа. Кроме того, у нагнетателей, установленных со старыми агрегатами, коэффициент технического состояния по КПД почти в два раза ниже, чем коэффициент у нагнетателей со сменной проточной частью, которые устанавливаются при реконструкции. Новые нагнетатели работают по одному, а не в группе, так как они обеспечивают требуемую степень повышения давления.

Таким образом, можно утверждать, что замена оборудования в компрессорном цехе КЦ- 4 вполне целесообразна.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						66



## 2 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Компрессорная станция относится к категории опасных производств, так как работы связаны с перекачкой взрыво- и пожароопасного вещества - природного газа. Эксплуатация компрессорного цеха связана не только с опасностью возникновения пожара или взрыва, но и с загрязнением окружающей среды через выхлопные выбросы привода нагнетателей- газотурбинного агрегата. Кроме того, на обслуживающий персонал компрессорного цеха постоянно воздействуют такие вредные факторы, как шум, вибрация, недостаточная освещенность, а также риск отравления вредными веществами. Поэтому очень важно, чтобы все работы на территории КЦ проводились в соответствии с требованиями по охране труда и промышленной безопасности, а вредные факторы соответствовали санитарным нормам и по возможности снижались путем проведения соответствующих мероприятий и модернизаций оборудования.

В данном разделе дипломного проекта приведен анализ опасных и вредных производственных факторов рассматриваемого технологического процесса и предложены мероприятия, направленные на обеспечение безопасности производства.

### 2.1 Основные свойства газов и их соединений

Характерной особенностью производства является наличие на промышленной площадке горючих взрывоопасных газов. Обслуживающий персонал, работая на действующем объекте магистрального газопровода, должен знать состав, основные свойства газов и его соединений. Состав транспортируемого газа (см. таблицу 2.1).

Таблица 2.1 - Состав перекачиваемого газа

Соединение	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>16</sub>	C	CO	H	N	N+H
Доля	98.28	0.15	0.02	0.0014	0.0006	0.35	0.02	1.16	0.013

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						67

Природный газ бесцветен, не имеет запаха; для придания ему запаха его одорируют. Запрещается подача неодорированного газа бытовому потребителю.

Природный газ, скапливаясь в закрытых помещениях, вытесняет воздух и действует на человека удушающе. Снижение содержания кислорода в воздухе в результате повышения концентрации газа (метана) до уровня не ниже 16% переносится без заметного действия, до 14% приводит к легкому физиологическому расстройству, до 12% вызывает тяжелое физиологическое действие, до 10% - уже смертельно опасное удушье.

Некоторые газы, входящие в состав природного газа и продуктов их сгорания, обладают и отравляющими свойствами. Содержание окиси углерода в мг / см<sup>3</sup> помещении в количестве 300 мг / см<sup>3</sup> переносится без заметного действия в течение 2-4 ч; легкое отравление наступает через 2-4 ч при 600 мг / см<sup>3</sup>, тяжелое отравление через 10-30 мин при 1800 мг / см<sup>3</sup>, а если доза удваивается до 3600 мг / см<sup>3</sup>, через 1÷5 мин наступает смертельное отравление. Содержание сернистого газа в помещении в количестве 200 мг / см<sup>3</sup> переносится без заметного действия. Легкое отравление наступает при 300 мг / см<sup>3</sup> (время 2-4 ч), тяжелое отравление через 10-30 мин при 900 мг / см<sup>3</sup> и смертельное отравление наступает через 1-5 мин при дозе 2000 мг / см<sup>3</sup>. Содержание сероводорода в воздухе при тех же временных воздействиях оказывает на человека отрицательное влияние при более низких концентрациях. Переносится без заметного действия концентрация 110 мг / см<sup>3</sup>, легкое отравление - при 220 мг / см<sup>3</sup>, тяжелое отравление - при 450 мг / см<sup>3</sup>, а смертельное отравление - при 1500 мг / см<sup>3</sup>.

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через не поврежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г метанола могут вызвать тяжелые отравления, 30 г – смертельная доза.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					69

-наружная часть	Конденсат, природный газ	А	В-1г	ПА-Т1
5.Маслохозяйство	Масло	В	В-1	ПА-Т1
6. Склад ГСМ	Масло, бензин	А	В-1г	ПА-Т3
7.Компрессорная сжатого воздуха	Воздух	Д	В-1г	ПА-Т1
8. Машинный зал	Горючие газы	Г	В-1г	ПА-Т1
9. Главный щит управления и административные корпуса	Не горючие вещества	Д	В-1г	ПА-Т1

Наиболее вероятными причинами образования взрывоопасных концентраций паров и газов, взрывов и пожаров в КЦ могут быть:

1) загазованность помещения КЦ взрывоопасными парами и газами при утечке их через неплотности фланцевых соединений, сварных швов, уплотнений, при коррозии трубопровода, а также при разборке трубопровода.

2) нарушение технологического режима работы ГПА и мер безопасности предусмотренных инструкций по обслуживанию.

4) неисправность технологического оборудования, электроосвещения, а также средств защиты от статического электричества и грозозащиты.

5) наличием сырья на средствах на средствах автоматики, установленной на технологическом оборудовании (трубопроводах, газоперекачивающем агрегате кранах) находящихся под давлением от 5.3 до 7.6 МПа;

На КЦ- 4 следует предусмотреть следующие противопожарные системы:

-система водяного пожаротушения;

-автоматическая система пенного пожаротушения;

-автоматическая система газового тушения инертного газа.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							71

Электрооборудование в пожаро-взрывоопасных помещениях следует выполнить во взрывобезопасном исполнении.

Все здания и сооружения разместить с учетом противопожарных разрывов, определенных ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в РФ»:

- наличие пожарных гидрантов на всей территории предприятия;
- создать общезаводскую систему пожаротушения;
- на территории пожарного цеха должны быть пожарные стволы;
- для оповещения о возгорании необходимо иметь пожарную сигнализацию;
- все производственные, бытовые, административные здания обеспечить эвакуационными выходами и пожарным инвентарем.

Все здания и сооружения принять не ниже второй степени огнестойкости.

К зданиям и сооружениям по всей длине обеспечить подъезд пожарных автомобилей.

Количество эвакуационных выходов из зданий предусмотреть не менее двух.

Наружные ограждения конструкций зданий с производственными категориями А, В предусмотреть легкоразборными.

Для наружного пожаротушения предусмотреть кольцевой водовод с установкой пожарных гидрантов через 150 м.

Технологические трубопроводы прокладывать подземно или на несгораемых опорах.

Для ликвидации небольших очагов возгорания необходимо на установке иметь: ОХП – 10 ОУ – 5, ящики с песком и щиты с противопожарным инвентарем.

## 2.3 Электробезопасность

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						73

больше опасность возникновения искрового разряда с энергией, достаточного для воспламенения газа, равного  $w=4-8$  кВт. Заряды статического электричества накапливаются при соударении частиц с поверхностью трубопровода и являются причиной нарушения технологических процессов, снижения производительности агрегатов, точности показаний электрических приборов, приборов автоматики, неблагоприятно отражаются на здоровье рабочих, отрицательно сказываются на его психофизическом состоянии.

Согласно ГОСТ 12.4.124 83 – «Средство защиты от статического электричества. Искробезопасность», все металлические части технологического оборудования должны быть заземлены. Сопротивление защитного устройства от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

## 2.5 Молниезащита

Для защиты КС от воздействия молнии необходимо иметь систему молниезащиты. Согласно РД – 34.21.122 – 87 “Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений” необходимо установить:

- защита от прямых ударов молнии;
- защита от вторичных проявлений молнии;
- защита от заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

## 2.6 Защита от шума и вибрации

На КС основные источники шума – это газотурбинный двигатель, центробежный нагнетатель, нагнетательные трубопроводы, пылеуловители, АВО газа, установка подготовки газа (УПГ) и электрические двигатели различного назначения.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						75

Нормативные значения освещенности для машинного зала 100 лк, для ГЩУ 150 лк. Согласно ПУЭ и категоричности помещения приняты в эксплуатацию светильники взрывозащищенного исполнения марки НОДЛ для общего освещения КС.

На случай отключения рабочего освещения предусмотреть аварийное освещение, напряжением равным 12 В. Наименьшая освещенность помещений при аварийном освещении должна составлять 5 % при работающем режиме освещения. При проведении ремонтных работ внутри емкостей для питания ручных светильников предусмотреть использования напряжения не более 12 В.

## **2.8 Вентиляция**

Согласно ГОСТ 12.1.005-76-“Вентиляция” оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в компрессорном цехе, соответственно для холодного и теплового периода, составляет: 18-20 0С и 21-23 0С; 60-40%; 0,2 и 0,3 м/с.

Для уменьшения содержания взрывоопасных концентраций углеводородных газов в помещениях КС, ВСН 21 – 77 «Инструкция по проектированию отопления и вентиляции предприятий» обеспечить кратность воздухообмена: компрессорная – 7-12; операторная – 5-7; склад ГСМ – 7-12; маслохозяйство – 6-9; машинный зал – 7-12.

## **2.9 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **2.9.1. Устойчивость работы промышленного объекта в чрезвычайных ситуациях**

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					77

- о возникшей ситуации оповестить начальника ГО объекта, комиссию по чрезвычайным ситуациям и штаб ГО, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

-спрогнозировать возможную обстановку. Полученные данные от разведывательных формирований ГО отобразить по схеме К ЛПУ МГ, для последующего доклада председателю комиссии по чрезвычайным ситуациям, начальнику ГО К ЛПУ МГ, в штаб гражданской обороны района.

При угрозе возникновения аварии с выбросом сильнодействующих ядовитых веществ проводить следующие мероприятия:

- организовать наблюдение за обстановкой и ее контроль на территории объекта силами звена разведки;

- подготовить к выдаче индивидуальные средства защиты;

- провести герметизацию помещений, зданий для укрытия в них сотрудников;

- подготовить медпункт для оказания помощи рабочим и служащим объекта;

- направить оперативную группа комиссии по ЧС в угрожаемый объект для оценки обстановки на месте и принятия решения по сложившейся обстановке;

- комиссии по ЧС организовать и контролировать проведение мероприятий по предотвращению и уменьшению последствий возможной аварии.

При угрозе возникновения стихийных бедствий (резкое изменение температуры воздуха, сильный ветер, ливневые дожди, ураган, смерч, обильный снегопад и т.д.) необходимо:

- организовать наблюдение за состоянием окружающей среды силами охраны объекта;

- усилить аварийно-технические формирования;

-привести в готовность резервные источники тепло-, водо-, энергоснабжения.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						79

Для тушения возникшего пожара возле каждого агрегата находятся передвижной огнетушитель, емкость с песком. Также имеется система автоматического пожаротушения.

## 2.10 Экологичность проекта

Предприятия транспорта и хранения газа неблагоприятно воздействуют на окружающую среду. КС является производством, в котором проходят технологические процессы, связанные с некоторыми технологическими выбросами, что, в свою очередь, связано с загрязнением окружающей среды.

Поэтому большое значение при эксплуатации компрессорного цеха имеют вопросы его охраны, которые заключаются в неукоснительном соблюдении природоохранного законодательства, установленных норм и правил в области охраны окружающей среды, принятии мер, исключающих загрязнение окружающей среды (атмосферного воздуха, водного бассейна, почвы, подземных вод) вредными веществами выше предельно-допустимых концентраций, а также снижающих вероятность их аварийных выбросов.

Для отвода сточных вод на площадке КС предусмотреть систему канализации, в состав которой входит малогабаритная насосная установка (МКНУ) производительностью 5 м<sup>3</sup>/час. Количество канализационных стоков на площадке КС составляет:

- хозяйственно-бытовые стоки – 6,65 м<sup>3</sup>/сут.;
- производственные (постоянные) – 73,7 м<sup>3</sup>/сут.;
- производственные (периодические) – 193,7 м<sup>3</sup>/сут.

Для очистки стоки направляются в канализационные очистные сооружения города Югорска.

При эксплуатации КС осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды, предусматривающий: соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей среды; выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						81



### 3 КИП и автоматика

#### 3.1 Обоснование выбора и описание объекта автоматизации

В дипломном проекте рассматривается реконструкция компрессорного цеха КЦ - 4 КС «Комсомольская» газопровода «Уренгой - Новопсков», в котором предполагается замена устаревших и выработавших свой ресурс газоперекачивающих агрегатов ГТК-10-4 на более мощные и совершенные ГПА-16Р «Уфа». По этой причине в качестве объекта автоматизации выбран новый агрегат.

В состав газоперекачивающего агрегата ГПА-16Р «Уфа» входят авиационный газотурбинный двигатель типа АЛ-31СТ разработки ОАО «А.Люлька-Сатурн», центробежный нагнетатель типа 235-21-1 или 370-18-1 со сменной проточной частью (СПЧ) разработки АОЗТ «НИКТИТ», вспомогательные системы и оборудование. Агрегат выполняет перекачку газа по магистральному газопроводу. При этом необходимо обеспечить грамотную и безопасную эксплуатацию агрегата с помощью системы централизованного контроля и управления, которая предусматривает измерение значительного числа параметров: температуры, давления или разности давлений и механических величин.

Газоперекачивающий агрегат ГПА-16Р «Уфа» комплектуется системой автоматического управления и регулирования (САУР), построенной на базе программно-технических средств Series 5 фирмы “Compressor Controls Corporation” (ССС).

САУР Series 5 является продолжением и дальнейшим развитием линии систем автоматического управления и регулирования, начиная с Series 3+ и Series 4. Базируясь на опыте и отработанных решениях в части алгоритмов управления, защиты и регулирования, приобретенных при создании систем предыдущих поколений, САУР Series 5 по сравнению с ними выгодно отличается

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					83

Снятие запретов на срабатывание защит на остановленном агрегате с целью проверки и сдачи защит перед пуском ГПА.

Автоматическая проверка пусковой готовности.

Автоматическая защита ГПА по технологическим параметрам.

Автоматический пуск ГПА по команде оператора с выводом на режимы "Кольцо" или "Магистраль".

Автоматический пуск ГПА по команде оператора с заполненным контуром нагнетателя (например, после аварийного останова без стравливания газа) с выводом на режимы "Кольцо" или "Магистраль".

Автоматический перевод ГПА из режима "Кольцо" в режим "Магистраль" или из режима "Магистраль" в режим "Кольцо" по соответствующим командам оператора или командам САУ верхнего уровня.

Управление режимами работы ГПА по командам оператора или командам САУ верхнего уровня.

Автоматический нормальный останов по команде оператора.

Автоматический аварийный останов со стравливанием и без стравливания газа по сигналам каналов защиты либо по команде оператора.

Экстренный аварийный останов ГПА по команде оператора либо автоматически при выходе из строя основной и резервной электрических сетей или при отказе модуля логического управления САУР.

Автоматический перезапуск с интервалом 3 с вспомогательных механизмов после кратковременного (1 ... 5 с) пропадания напряжения 380 В, 50 Гц.

Дистанционное управление исполнительными механизмами и вспомогательным оборудованием на работающем или неработающем агрегате.

Запрет выполнения команд оператора при работе агрегата в автоматическом режиме, если они не предусмотрены алгоритмами управления или регулирования.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					85

Автоматическое предельное регулирование (ограничение) по следующим параметрам:

температуре продуктов сгорания за ТНД по верхнему задаваемому пределу;

частоте вращения вала турбокомпрессора высокого давления по нижнему и верхнему задаваемым пределам;

давлению воздуха за воздушным компрессором высокого давления (КВД) по верхнему задаваемому пределу;

приемистости двигателя.

Переход со стабилизируемого параметра на предельное регулирование (ограничение) другого параметра осуществляется автоматически. При уходе одного из указанных выше параметров за заданные пределы (при изменении режима работы агрегата или внешних условий), система автоматически и безударно переходит на предельное регулирование (ограничение) этого параметра. Например, переход с регулирования частоты вращения вала силовой турбины на предельное регулирование температуры продуктов сгорания за ТНД и обратно, если значение ограничиваемого параметра снова установилось ниже предела ограничения, осуществляются безударно.

В случае резкого увеличения температуры продуктов сгорания при превышении заданного значения производной по температуре, значение предела ограничения по температуре снижается до необходимого уровня, препятствуя ее чрезмерному повышению (динамическому забросу). После снижения значения производной, значение предела ограничения восстанавливается.

Реализация пропорционально-интегрального закона регулирования следующих параметров:

частоты вращения любого из валов;

температуры продуктов сгорания за ТНД;

давления воздуха за КВД.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Предотвращение помпажа нагнетателя (антипомпажное регулирование) осуществляется путем открытия антипомпажного крана, установленного в линии рециркуляции компримируемого газа.

Прекращение помпажа нагнетателя после однократного пересечения его рабочей точкой границы помпажа осуществляется путем автоматического увеличения расстояния между границей помпажа и линией настройки модуля антипомпажного регулирования. После устранения причины помпажа (если причина может быть устранена) указанное увеличение расстояния должно быть снято командой оператора.

Прекращение помпажа нагнетателя после двукратного (или более - по требованию Заказчика) пересечения его рабочей точкой границы помпажа осуществляется путем аварийного останова ГПА.

### **3.2.4 Функции распределения нагрузки между ГПА (при работе нескольких ГПА в составе КЦ)**

САУР обеспечивает во взаимодействии с САР КЦ фирмы "ССС" функцию распределения нагрузки при параллельном включении ГПА в общий газопровод. В случае применения САР КЦ других фирм-поставщиков для реализации функции распределения нагрузки требуется специальная доработка по «стыковке» САУР с САР КЦ.

### **3.2.5 Стратегия выживания**

САУР обеспечивает автоматический переход на резервный канал при потере сигнала от резервированных датчиков (например, температуры продуктов сгорания) или автоматический переход на специальные алгоритмы "стратегии

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						89

Автоматическое обнаружение, отображение и звуковая сигнализация при достижении технологическими параметрами предупредительных уставок.

Перечень уставок предупредительной и аварийной сигнализации с указанием их использования и сообщения на экране станции контроля и управления должен соответствовать “Таблице аварийно-предупредительной сигнализации”, которая входит в состав инженерного проекта.

Представление информации о невыполненных предупредительных условиях и о невыполненных операциях в процессе пуска, работы, останова и других режимов ГПА.

Представление информации об основных режимах работы ГПА: "ГОТОВ К ПУСКУ", "ПУСК", "КОЛЬЦО", "МАГИСТРАЛЬ", "НОРМАЛЬНЫЙ ОСТАНОВ", "АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ".

Запоминание сигналов, вызвавших аварийный останов, а также значений основных технологических параметров агрегата при срабатывании аварийной защиты с возможностью ретроспективного анализа состояния агрегата за 60с (с дискретностью 0,4с) до момента формирования сигнала “аварийный останов” и 240с после аварии.

Сигнализация и регистрация отказов ПТС с указанием отказавшего устройства, места и времени.

Представление информации о неисправности цепей управления особо ответственными исполнительными механизмами или отсутствии напряжения на исполнительных механизмах.

Вычисление и представление параметров, не поддающихся непосредственному измерению. Например, оценочных параметров мощности ГПА и расхода компримируемого газа.

Формирование массивов текущей и ретроспективной информации в виде непрерывно обновляемых файлов данных по заданным измеряемым параметрам, режимам работы ГПА, отклонениям технологических параметров и действиям

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					91

### 3.3 Функциональная схема автоматизации агрегата

В газотурбинных установках контроль и сигнализация осуществляется по большому числу параметров. Основные из них включены в систему аварийно-предупредительной защиты и сигнализации. К ним относятся: температура подшипников компрессора; давление топливного газа; давление газа на входе и выходе компрессора; температура газа на входе и выходе компрессора; частота вращения роторов; давление газа на конфузоре и так далее.

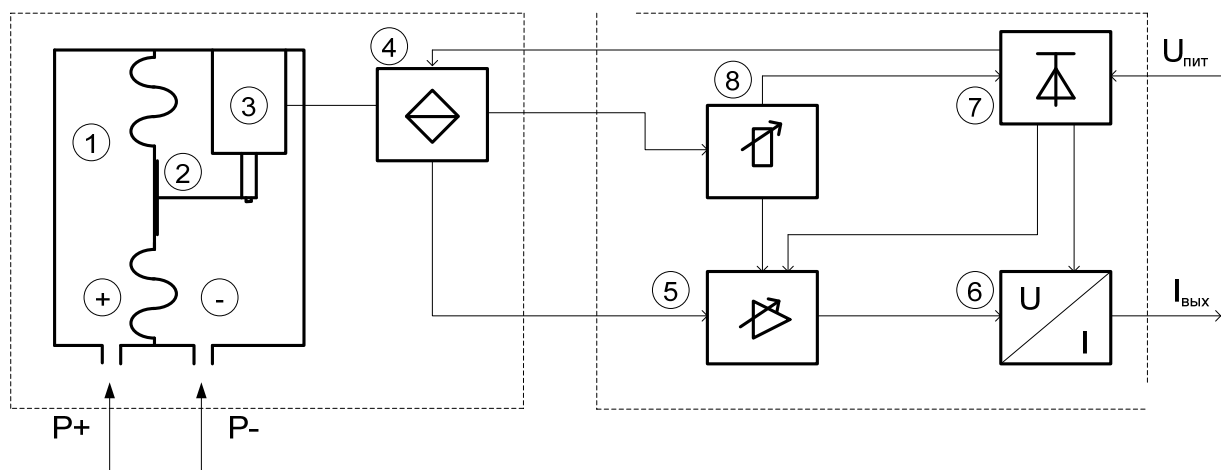
Функциональная схема автоматизации газоперекачивающего агрегата приведена на рисунке 3.2.

Перечень приборов, используемых для автоматизации газоперекачивающего агрегата, приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Приборы, используемые для автоматизации ГПА

Позиция на ФСА	Наименование	Кол-во
1	Термометр сопротивления ТСП- 193-02-120	1
2,10,26,28	Преобразователь давления ТЖИУ-406	4
3,6,8,13,16,17,19	Датчик давления МИДА-ДИ-13П	7
4	Термометр сопротивления П98АМЗ	1
5,7,15	Датчик частоты вращения ДЧВ-2500А	3
9,20,21	Сигнализатор перепада давления СПД-10/1205	1
11	Преобразователь давления Метран 43-Ф-ДД	1
12,23,27	Термометр сопротивления медный ТСМ-0193-02	3
14	Термометр ТК-29	1
18,22,24	Преобразователь давления Honeywell	3
25	Преобразователь давления САДКО 44	1
29	Преобразователь давления Метран 43-Ф-ДД	1

давления ниже заданного, а другая замыкается при превышении заданного давления.



1-разделительная мембрана; 2-шток; 3-мембрана тензопреобразователя; 4-мостовая схема; 5- электронный блок; 6-преобразователь; 7-узел питания; 8- устройство термокоррекции.

Рисунок 3.3 - Датчик для измерения перепада давления Метран-43

## 4 Экономическая часть

### 4.1 Основные факторы, обеспечивающие экономический эффект от реконструкции

Основными факторами, обеспечивающими экономический эффект от реконструкции, являются следующие обстоятельства:

- установленные газоперекачивающие агрегаты ГТК-10-4 выработали свой ресурс, морально и физически устарели;
- новые агрегаты ГПА 16Р «Уфа» потребляют меньше топливного и пускового газа при работе;
- новые агрегаты имеют большую единичную мощность, больший коэффициент полезного действия;
- уменьшаются потери масла в новом двигателе и нагнетателе;
- экономия затрат на проведение ремонтов старых агрегатов;
- при выходе из строя старых агрегатов ООО «Газпром» несет убытки от упущенной выгоды, вследствие уменьшения объемов перекачки;
- новые агрегаты разработаны с учетом новых экологических требований.

### 4.2 Показатели эффективности инвестиционных проектов

Для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов могут использоваться следующие критерии:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- срок окупаемости с учетом фактора времени (дисконтирования).

Чистый дисконтированный доход определяется как сумма следующего вида:

$$\text{ЧДД} = \Phi_0(t_0) + \Phi_0(t_1) \cdot \alpha(t_1) + \Phi_0(t_2) \cdot \alpha(t_2) + \dots + \Phi_0(t_k) \cdot \alpha(t_k) + \dots + \Phi_0(T) \cdot \alpha(T). \quad (4.1)$$

или

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					96



Величину  $P_t - Z_t'$  можно представить в виде:

$$P_t - Z_t' = (B_t + A_t + L_t) - C_t - H_t, \quad (4.3)$$

где  $B_t$  - выручка от реализации продукции на  $t$ -м шаге;

$A_t$  - амортизационные отчисления по проектируемому объекту на  $t$ -м шаге;

$L_t$  - ликвидационная стоимость основных фондов на  $t$ -м шаге;

$C_t$  - себестоимость продукции на  $t$ - шаге;

$H_t$  - суммарные налоговые выплаты из прибыли на  $t$ -м шаге.

В свою очередь:

$$B_t - C_t = \Pi_t, \quad (4.4)$$

где  $\Pi_t$  - прибыль до налогообложения на  $t$ -м шаге.

Следовательно:

$$P_t - Z_t' = \Pi_t - H_t + A_t + L_t = \Pi_{ч_t} + A_t + L_t, \quad (4.5)$$

Где  $\Pi_{ч_t}$  - чистая прибыль на  $t$ -м шаге.

Если рассчитанный ЧДД положителен, то прибыльность инвестиций выше нормы дисконта и проект следует принять. Если ЧДД равен нулю, то прибыльность равна норме дисконта. Если ЧДД меньше нуля, то прибыльность инвестиций ниже нормы дисконта и от этого проекта следует отказаться.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					98

$ВНД > E$ , имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых  $ВНД < E$ , имеют отрицательный ЧДД и поэтому неэффективны.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Моментом окупаемости с учетом дисконтирования называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

При определении срока окупаемости с учетом дисконтирования используется следующая формула:

$$\sum_{t=0}^{T_{oo}} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E)^t} = 0. \quad (4.11)$$

### 4.3 Расчет экономической эффективности

1) Годовая прибыль по газотранспортному предприятию:

$$П = В - Z_2 - C_2. \quad (4.12)$$

где  $П$  - прибыль до и после реконструкции, руб./год;

$В$  – выручка от реализации газа, руб./год;

$Z_2$  - стоимость газа, поступающего на КС, руб./год;

$C_2$  - себестоимость до и после реконструкции, руб./год;

2) Годовая выручка от реализации газа:

$$В = Q \cdot Ц_2^P. \quad (4.13)$$

3) Стоимость газа, поступающего на КС:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

где  $R_{1(2)}^{M2}$  - годовой массовый расход топливного газа при использовании ГТК-10-4 (ГПА-16Р «Уфа»), т/МВт·год;  
 $\rho$  - плотность газа, равная 0,682 кг/м<sup>3</sup>.

7) Годовой массовый расход топливного газа:

$$R_{1(2)}^{M2} = R_{1(2)}^M \cdot 365 \cdot 24 . \quad (4.19)$$

8) Экономия по статье «плата за выбросы»:

$$\Delta C_{выбр} = n_1 \cdot (G_{NO_x} \cdot q_{NO_x} \cdot K_{BC} + G_{CO_1} \cdot q_{CO} \cdot K_{BC}) - n_2 \cdot (G_{NO_x} \cdot q_{NO_x} \cdot K_{BC} + G_{CO_2} \cdot q_{CO} \cdot K_{BC}) . \quad (4.20)$$

где  $K_{BC} = 78$  – коэффициент индексации дифференцированных базовых ставок платы на 2003 год.

9) Экономия смазочного масла:

$$\Delta C_M = [(H_{MH1} \cdot C_{MH1} + H_{MD1} \cdot C_{MD1}) \cdot n_1 - (H_{MH2} \cdot C_{MH2} + H_{MD2} \cdot C_{MD2})] \cdot 24 \cdot 365 . \quad (4.21)$$

10) Величина капитальных вложений:

$$K_{1(2)} = K_{DM} + (K_{M1(2)} + K_{PH1(2)} + C_{a1(2)}) \cdot n_{ecn1(2)} + K_{o2} . \quad (4.22)$$

11) Затраты на амортизацию:

$$C_{a1(2)} = K \cdot H_a . \quad (4.23)$$

12) Увеличение по статье «Амортизация»:

$$\Delta C_a = C_{a1} - C_{a2} . \quad (4.24)$$

В таблице 4.1 приведены исходные данные для расчета экономической эффективности.

Таблица 4.1- Исходные данные для расчета экономической эффективности

										Лист
										102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Рассчитаем параметры, характеризующие экономическую эффективность.

Определим годовую выручку от реализации газа по формуле (4.13)

$$B = 30750000 \cdot 586 = 1,802 \cdot 10^{10} \text{ руб./год.}$$

Определим стоимость газа, поступающего на КС по формуле (4.14)

$$Z_c = 30750000 \cdot 488 = 1,501 \cdot 10^{10} \text{ руб./год.}$$

Определим суммарную мощность цеха при эксплуатации ГТК-10-4 по формуле (4.17)

$$N_{\text{сум1}} = 10 \cdot 6 = 60 \text{ МВт.}$$

Определим суммарную мощность цеха при эксплуатации ГПА-16Р «Уфа» по формуле (4.17)

$$N_{\text{сум2}} = 16 \cdot 3 = 48 \text{ МВт;}$$

Найдем годовой массовый расход топливного газа ГТК-10-4 и ГПА-16Р «Уфа» по формуле (4.19)

$$R_1^{\text{мг}} = 0,245 \cdot 365 \cdot 24 = 3146,9 \text{ т/МВт·год;}$$

$$R_2^{\text{мг}} = 0,205 \cdot 365 \cdot 24 = 2633,1 \text{ т/МВт·год;}$$

Определим объемный расход топливного газа по формуле (4.18)

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						104

$$C_{a_2} = 1,644 \cdot 10^9 \cdot 0,067 = 1,101 \cdot 10^8 \text{ руб./год.}$$

Увеличение по статье «Амортизация» определяется по формуле (4.24)

$$\Delta C_a = 1,221 \cdot 10^8 - 1,101 \cdot 10^8 = 1,204 \cdot 10^7 \text{ руб./год;}$$

Годовые эксплуатационные затраты при использовании агрегата ГПА-16Р «Уфа» определяем по формуле (4.15)

$$C_2 = 141550000 - 3,046 \cdot 10^7 - 183659,7 - 446760 - 218926 - 1,204 \cdot 10^7 = 9,8 \cdot 10^7 \text{ руб./год;}$$

Годовая прибыль по газотранспортному предприятию определяется по формуле (4.12)

$$\Pi = 1,802 \cdot 10^{10} - 1,501 \cdot 10^{10} - 9,8 \cdot 10^7 = 2,912 \cdot 10^9 \text{ руб./год;}$$

ЧДД, млн. руб

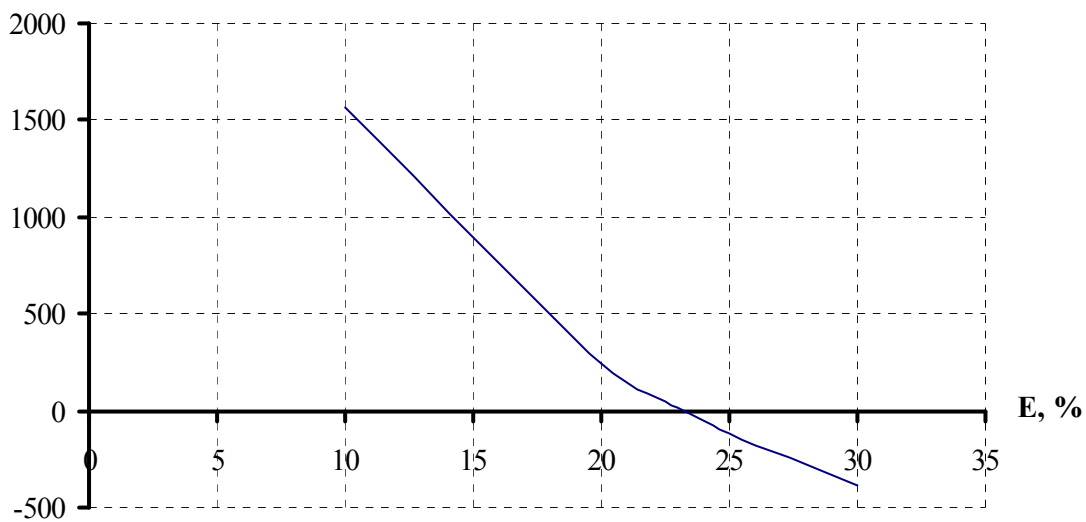


График 4.1 Зависимость ЧДД от нормы дисконта E.

По графику определяем внутреннюю норму доходности-23,29%.