

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«___» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Проект головной компрессорной станции газотранспортной системы «Сахалин
– Хабаровск – Владивосток»

Руководитель

ктн, доцент

О.Н. Петров

Выпускник

Н.В. Согрин

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврская работа по теме Проект головной компрессорной станции газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект головной компрессорной станции газотранспортной системы Сахалин – Хабаровск – Владивосток», содержит 100 страниц текстового документа, 49 использованных источников, 9 листов графического материала.

ГОЛОВНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ, ОСЕВОЙ КОМПРЕССОР, ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАГНЕТАТЕЛЬ, ГАЗОВОЗДУШНАЯ СМЕСЬ, ПРОТИВООБЛЕДЕНИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА, АППАРАТ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ, ГАЗОСЕПАРАТОР, ЦЫКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ.

Объект проектирования: головная компрессорная станция ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» ПАО «Газпром».

Объект модернизации: противообледенительная система газоперекачивающего агрегата, предназначенная для избежания образования наледи и инея в воздухозаборном тракте в зимнее время.

Цели модернизации:

- увеличение температуры в
- сокращение металлоёмкости;
- снижение затрат на оборудование;
- сокращения количества технических обслуживаний (ТО) и текущих ремонтов (ТР).

В настоящей бакалаврской работе приведены расчеты газоперекачивающего агрегата; произведен подбор основного и вспомогательного оборудования компрессорной станции; рассмотрены проблемы противообледенительной системы.

В конструктивной части бакалаврской работы предложена система без изменения конструкции ОК, введение вихревого насоса. Учтены вопросы безопасности и экологичности проекта, произведен экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование проекта.....	7
2 Общие сведения о предприятии	8
3 Подготовка газа к транспорту.....	10
3.1 Критические параметры индивидуальных газов	11
3.2 Расчет газоперекачивающего агрегата	14
3.3 Подбор газоперекачивающего агрегата.....	15
3.4 Расчет режима работы компрессорной станции	19
4 Компоновка газоперекачивающего агрегата ГТК 10-4.....	27
5 Описание конструкции газоперекачивающего агрегата ГТК 10-4.....	29
6 Описание конструкции нагнетателя 370-18-1	32
7 Противообледенительная система ГПА	35
7.1 Описание конструкции	35
7.2 Техническое предложение	38
8 Компоновка компрессорного цеха	38
8.1 Очистка газа от механических примесей	41
8.2 Охлаждение газа на компрессорных станциях	46
8.3 Система подготовки импульсного газа.....	49
8.4 Система подготовки топливного, пускового и газа СГУ.....	51
8.5 Система маслоснабжения ГПА.....	54
9 Монтаж основного и вспомогательного оборудования ГПА.....	55
9.1 Приемка под фундамент.....	57
9.2 Монтаж блока нагнетателя.....	60
9.3 Монтаж турбоблока	62
9.4 Монтаж вспомогательного оборудования ГПА.....	63
10 Техническое обслуживание ГПА	65
11 Технологическая схема компрессорной станции	66
12 Экономическое обоснование модернизации.....	68
12.1 Общие сведения об объекте проектирования	68

12.2 Затраты на реализацию проекта	69
12.2.1 Затраты на приобретение насосного оборудования	69
12.2.2 Расчет транспортно-заготовительных расходов.....	70
12.2.3 Расчет времени сварочно-монтажных работ.....	71
12.2.4 Расчет заработной платы рабочих.....	71
12.2.5 Итоговые затраты за первый год реализации проекта	76
12.2.6 Затраты на приобретение материалов.....	76
12.2.7 Расчет транспортно-заготовительных расходов.....	77
12.2.8 Расчет времени сварочно-монтажных работ.....	78
12.2.9 Расчет заработной платы рабочих.....	79
12.2.10 Итоговые затраты за первый год реализации проекта	80
12.3 Сравнение затрат с первым и вторым вариантом.....	80
12.4 Определение экономического эффекта реализации проекта	82
12.5 Вывод об экономической эффективности проекта	84
13 Безопасность и экологичность.....	84
13.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	85
13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	86
13.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.....	87
13.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	88
13.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	89
13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	91
13.7 Экологичность проекта	92
Заключение	94
Список сокращений	95
Список использованных источников	96

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день для транспортировки природного газа от месторождений до потребителей используют магистральные газопроводы. Для подачи газа на большие расстояния на газопроводах сооружают компрессорные станции (КС). Их основная функция – это поддержание заданного давления. К вспомогательным операциям на компрессорной станции относятся:

- осушка;
- отчистка;
- удаление сероводорода и углекислоты;
- охлаждение;
- замер количества газа.

Объекты газоконпрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т.е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного или водяного охлаждения, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т.д.

Современные КС представляют собой комплекс сложных, инженерных сооружений и оборудования. По технологическому принципу КС делят на головные компрессорные станции (ГКС), промежуточные, располагаемые по трассе газопровода через каждые 80 – 120 км.

В качестве основного оборудования компрессорной станции применяются газотурбинные агрегаты. Данные агрегаты относительно просты в исполнении, имеют меньшие габариты по сравнению с поршневыми, обладают большими мощностями.

Цель данного проекта: проектирование головной компрессорной станции газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

1 Технико-экономическое обоснование проекта

Необходимость проектирования головной КС ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток обусловлена недостаточностью пластового давления для транспортировки природного газа. Производительность ГКС на начало запуска ГТС составляет в год 6 млрд. м³/год. После введения в эксплуатацию газотранспортной системы планируются поставки газа до 30 млрд. м³/год. Для обеспечения необходимого давления и надежной работы компрессорная станция оборудуется газотурбинными агрегатами.

В рамках проектирования головной компрессорной станции, предлагается модернизация противообледенительной системы ГПА.

Первая система основана на изменение конструкции осевого компрессора. Данная конструкция ненадежна и трудоемка, из-за чего происходит к уменьшению износостойкости оборудования и рабочих элементов ОК, что приводит к превышению количества ТО и ТР, и как следствие – большие затраты на их осуществление.

Вторая система подразумевает установку в систему вихревого насоса с регулирующим и запорным клапанами. Что позволит избежать в большой степени обледенения.

Применение второй системы обеспечит надежность входного направляющего аппарата, осевого компрессора, газовой турбины и входного тракта. Также благодаря меньшей металлоёмкости, снизятся затраты на приобретения оборудования.

2 Общие сведения о предприятии

ПАО «Газпром» – крупнейшее энергетическое предприятие. Основные задачи – геологическая разведка месторождений, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, реализация газа в качестве моторного топлива, а также производство и сбыт тепло – и электроэнергии.

Основная цель предприятия - надежная, бесперебойная поставка потребителю природного газа, а также обеспечение других энергоресурсов и продуктов.

На данный момент предприятию принадлежит большинство запасов природного газа. Его часть в мировых запасах составляет 17 %, в российских – 72 %. На «Газпром» приходится 13 % мировой и 73 % российской добычи газа. «Газпром» разрабатывает крупные проекты по освоению газовых месторождений полуострова Ямал, арктического шлейфа, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Также предприятие реализует ряд перспективных проектов по разведке и добыче углеводородов за рубежом.

Компания входит в четверку крупнейших производителей нефти в РФ, а также является крупнейшим владельцем генерирующих активов на её территории. Их суммарная установленная мощность составляет 17 % от общей установленной мощности российской энергосистемы.

Стратегической целью становления «Газпром» как лидера среди глобальных энергетических компаний посредством диверсификации рынков сбыта, обеспечения надежности поставок, роста эффективности деятельности, использование научно-технического потенциала.

«Газпром» является крупнейшей компанией мира по величине запасов природного газа.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. запасы углеводородов компании по категориям А+В+С1 (российские стандарты) составляли в 36 трлн. 147,3 млрд. куб. м. природного газа, 1 млрд 499,5 млн. т. газового конденсата и

2 млрд. 082 млн. т. нефти.

В 2015 году «Газпром» добыл 418,5 млрд. куб. м природного и попутного газа, 15,3 млн. т. конденсата и 36,0 млн. т. нефти. Доля «Газпрома» в мировой добыче газа составляет 11 %.

ПАО «Газпром» владеет крупнейшей в мире газотранспортной системой, способной бесперебойно транспортировать газ на дальние расстояния, как потребителям Российской Федерации, так и за рубеж. Протяженность магистральных газопроводов «Газпрома» по состоянию на конец 2015 года составила 171,2 тыс. км.

В 2015 году «Газпром» реализовал российским потребителям 221,2 млрд куб. м. газа, объем продаж газа потребителям дальнего зарубежья составил 184,4 млрд куб. м, потребителям бывшего Советского Союза – 40,3 млрд куб. м.

«Газпром» является координатором реализации Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР (Восточная газовая программа).

В рамках реализации Восточной газовой программы созданы новые центры газодобычи на Сахалине и Камчатке, идет создание центров газодобычи в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области, планируется создать такой центр и в Красноярском крае. В 2010 году введен в эксплуатацию газопровод «Соболево – Петропавловск-Камчатский». В 2011 году построен магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». В 2014 году началось строительство газопровода «Сила Сибири», который пройдет по территории Иркутской области, Якутии и Амурской области. [1].

3 Подготовка газа к транспорту

Плотность газовой смеси определяется по формуле $\rho_{см.}$, кг/м³

$$\rho_{см} = a_1 \cdot \rho_1 + a_2 \cdot \rho_2 + \dots + a_n \cdot \rho_n, \quad (1)$$

где a – объемные доли газа, %;

ρ – плотность компонентов газовой смеси, кг/м³.

$$\begin{aligned} \rho_{см} &= 0,976 \cdot 0,669 + 0,001 \cdot 1,264 + 0,0003 \cdot 1,872 + 0,0001 \cdot 2,519 \cdot 0,0001 \cdot 3,228 + \\ &+ 0,0006 \cdot 1,8423 + 0,016 \cdot 1,1651 = 0,675 \text{ кг} / \text{м}^3 \end{aligned}$$

Определим относительную плотность газа Δ :

$$\Delta = \frac{\rho_{см}}{\rho_{возд}}, \quad (2)$$

где $\rho_{см}$ – плотность газовой смеси, кг/м³;

$\rho_{возд}$ – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³.

$$\Delta = \frac{0,675}{1,206} = 0,56.$$

Молярная масса природного газа определяется по формуле M_r , кг/моль

$$M_r = a_1 \cdot M_1 + a_2 \cdot M_2 + \dots + a_n \cdot M_n, \quad (3)$$

где a – объемные доли газа, %;

M – молярная масса природного газа, кг/моль.

$$M_r = 0,976 \cdot 16,04 + 0,001 \cdot 30,07 + 0,0003 \cdot 44,09 + 0,0001 \cdot 58,12 + 0,0001 \cdot 72,15 +$$

$$+ 0,0006 \cdot 44,01 + 0,016 \cdot 28,02 = 16,186 \text{ кг / моль}$$

Определим газовую постоянную R , Дж/кг·К

$$R = \frac{R'}{M_r}, \quad (4)$$

где R' – универсальная газовая постоянная, $R' = 8314,3 \text{ Дж/кмоль·К}$.

$$R = \frac{8314,3}{16,186} = 513,669 \text{ Дж/кг·К}.$$

3.1 Критические параметры индивидуальных газов

Состояние однокомпонентного газа определяется зависимостью между давлением P , объемом V и температурой T . На рисунке 2 изображены изотермические графики.

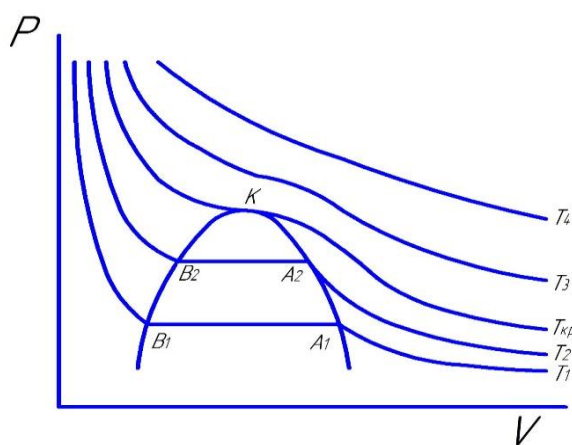


Рисунок 1 – Диаграмма состояния газа

При увеличении давления в общем случае сначала наблюдается сжатие газа без образования конденсата (до точки A_i), далее (до точки B_i) имеет место конденсация газа при практически постоянном давлении, а затем начиная с точки B_i , происходит сжатие конденсата, не содержащего газовой фазы.

Геометрическое место точек A_i , B_i ограничивает область двухфазного состояния газа. Наивысшая из этих точек (K) соответствует давлению P_{KP} , объему V_{KP} и температуре T_{KP} , которые называются критическими. При температуре выше критической газ не переходит в жидкость, ни при каких давлениях. И наоборот, при давлении выше критического конденсат не станет газом ни при какой температуре.

Псевдокритические параметры природного газа в соответствии с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов рассчитываются по известной плотности газовой смеси ρ_{cm} , при стандартных условиях:

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

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

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,675) = 192,357 \text{ K}.$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,675) = 4,543 \text{ МПа}.$$

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа.

Коэффициент сжимаемости Z определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температур и давления, либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования:

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,168 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}, \quad (7)$$

где $P_{\text{пр}}$, $T_{\text{пр}}$ – соответственно приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{ПК}}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{ПК}}$ – псевдокритическое давление, МПа.

$$P_{\text{пр}} = \frac{7,5}{4,543} = 1,651 \text{ МПа.}$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{ПК}}}, \quad (9)$$

где $T_{\text{ПК}}$ – псевдокритическая температура, К.

$$T_{\text{пр}} = \frac{293}{192,357} = 1,523 \text{ К.}$$

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,651}{1 - 1,168 \cdot 1,523 + 0,78 \cdot 1,523^2 + 0,0107 \cdot 1,523^3} = 0,963.$$

3.2 Расчет газоперекачивающего агрегата

Определим расчетную суточную пропускную способность газопровода Q согласно формуле:

$$Q = \frac{Q_r}{k_r \cdot 365}, \quad (10)$$

где Q_r – подача газа, млрд. м³/год;

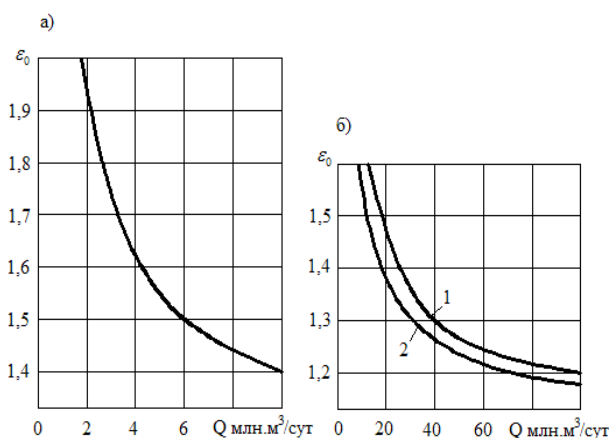
k_r – коэффициент годовой неравномерности транспорта газа;

365 – дней в году.

$$Q = \frac{6 \cdot 10^9}{0,9 \cdot 365} = 18,26 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

По данным пропускной способности подбираем основное оборудование.

По рисунку 2 определяем степень сжатия газа на КС: $\varepsilon_0 = 1,5$.



а – газомоторные КМ; б – газотурбинные КС; 1 – рабочее давление 5,5 МПа; 2 – рабочее давление 7,5 МПа.

Рисунок 2 – Зависимость оптимальной степени сжатия ε_0 КС магистральных газопроводов от их пропускной способности

3.3 Подбор газоперекачивающего агрегата

Подбираем ГПА (ГТК-10-4 с нагнетателями типа 370-18-1), указывая номинальную мощность ГПА (10000 кВт), номинальную подачу (37 млн. м³/сут). Принимаем к установке 3 последовательно соединенных нагнетателя – 2 рабочих и один резервный. При этом необходимо указать давление нагнетания ($p_H = 5,5$ МПа) и давление на приеме в первый нагнетатель ($p_{1H} = 4,97$ МПа).

Определяем толщину стенки δ , мм, газопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p_H \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p_H)}, \quad (11)$$

где p_H – давление нагнетания в начале, МПа;

n – коэффициент перегрузки;

R_1 – расчетное сопротивление материала трубы, МПа;

D_H – наружный диаметр трубопровода.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7,5 \cdot 1,22 \cdot 10^3}{2 \cdot (321 + 1,15 \cdot 7,5)} = 15,961 \approx 16 \text{ мм.}$$

Определяем коэффициенты гидравлического сопротивления труб согласно рисунку 3.

В соответствии с рисунком 3, трубы диаметром 1220 мм работают при квадратичном режиме.

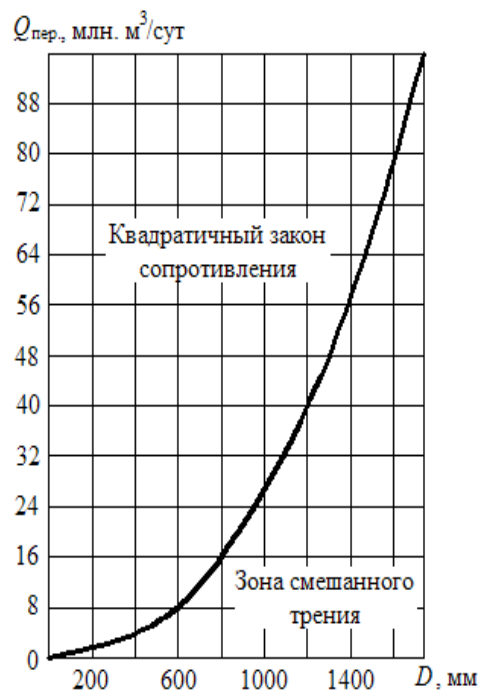


Рисунок 3 – Зависимость расхода $Q_{пер}$, от диаметра газопровода D

Определим коэффициенты гидравлического сопротивления λ_{mp} от трения для трубы 1220 мм

$$\lambda_{mp} = \frac{0,03817}{D_B^{0,2}}, \quad (12)$$

где D_B – внутренний диаметр трубы.

$$\lambda_{mp} = \frac{0,03817}{1188^{0,2}} = 0,009.$$

Определим расстояние L_T , км, между КС по формуле:

$$L_T = \frac{(p_H^2 - p_{1H}^2) \cdot D_B^5 \cdot K^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T_0 \cdot Q^2}, \quad (13)$$

где p_H – давление нагнетания, МПа;

p_{1H} – давление на приеме в первый нагнетатель, МПа;

D_B – внутренний диаметр трубы, мм;

K – эмпирический коэффициент, учитывающий плотность ρ_{cm} и температуру газа T_{CT} при стандартных условиях, и газовую постоянную воздуха R_B ;

λ – расчетное значение коэффициента гидравлических сопротивлений с учетом местных сопротивлений;

z – коэффициент сжимаемости;

Δ – относительная плотность газа;

T_0 – расчетная температура грунта на глубине укладки, К;

Q – расчетная суточная пропускная способность газопровода.

$$L_T = \frac{(7,5^2 - 4,97^2) \cdot 1188^5 \cdot 3,32^2}{0,009 \cdot 0,963 \cdot 0,56 \cdot 273 \cdot (18,26 \cdot 10^6)^2} = 1863 \text{ км.}$$

Длина последнего перегона L_{II} , км, определяется по формуле:

$$L_{II} = \frac{(p_H^2 - 2^2) \cdot D_B^2 \cdot K^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T_0 \cdot Q^2}, \quad (14)$$

где p_H – то же, что и в формуле (13);

D_B – то же, что и в формуле (13);

K – то же, что и в формуле (13);

λ – то же, что и в формуле (13);

z – то же, что и в формуле (13);

Δ – то же, что и в формуле (13);

T_0 – то же, что и в формуле (13);

Q – то же, что и в формуле (13).

$$L_T = \frac{(7,5^2 - 2^2) \cdot 1188^5 \cdot 3,32^2}{0,009 \cdot 0,963 \cdot 0,56 \cdot 273 \cdot (18,26 \cdot 10^6)^2} = 3085 \text{ км.}$$

Определим количество n , шт, промежуточных КС:

$$n = \frac{L - L_{II}}{L_T}, \quad (15)$$

где L – длина трассы газопровода, км;

L_{II} – длина последнего перегона, км;

L_T – расстояние между КС, км.

$$n = \frac{1830 - 3085}{1863} = 0,7 \approx 1 \text{ шт.}$$

3.4 Расчет режима работы компрессорной станции

Определим газовую постоянную R , Дж/кг·К, согласно формуле:

$$R = \frac{R_B}{\Delta}, \quad (16)$$

где R_B – газовая постоянная воздуха;

Δ – относительная плотность газа.

$$R = \frac{278,1}{0,56} = 496,8 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}.$$

Определение плотности газа при стандартных условиях ρ_{cm} , кг/м³, и при условиях входа в нагнетатель первой ступени по формуле:

$$\rho_{cm} = \Delta \cdot \rho_B, \quad (17)$$

где ρ_B – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³.

$$\rho_{cm} = 0,56 \cdot 1,206 = 0,675 \text{ кг/м}^3.$$

Определение плотности газа при условии входа в нагнетатель первой ступени ρ_{B1} , кг/м³

$$\rho_{B1} = \frac{P_{B1}}{z \cdot R \cdot T_{B1}}, \quad (18)$$

где p_{B1} – давление на входе КС, МПа;

z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная газа, Дж/кг·К;

T_{B1} – температура на входе в КС, К.

$$\rho_{B1} = \frac{4,97 \cdot 10^8}{0,963 \cdot 496,8 \cdot 278} = 37,38 \text{ кг/м}^3.$$

Определить производительность Q_1 , м³/сут, одной группы последовательно соединенных нагнетателей:

$$Q_1 = \frac{Q_{КС}}{2}, \quad (19)$$

где $Q_{КС}$ – плановое задание на перекачку газа, млн. м³/сут.

$$Q_1 = \frac{18,26 \cdot 10^6}{2} = 9,13 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Определить объемную производительность Q_{B1} , м³/сут, нагнетателя первой ступени при условии всасывания:

$$Q_{B1} = \frac{Q_1 \cdot \rho_{СТ}}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{B1}}, \quad (20)$$

где $\rho_{СТ}$ – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³.

ρ_{B1} – плотность газа при условии входа в нагнетатель КС, МПа.

$$Q_{B1} = \frac{9,13 \cdot 10^6 \cdot 0,675}{24 \cdot 60 \cdot 37,38} = 114,55 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Определяем приведенное значение производительности $Q_{ПП1}$, м³/мин, по формуле:

$$Q_{ПП1} = Q_{В1} \cdot \frac{n_H}{n_1}, \quad (21)$$

где n_1 – среднее значение частоты нагнетателя, об/мин;

n_H – номинальная частота вращения нагнетателя, об/мин.

$$Q_{ПП1} = 114,55 \cdot \frac{4800}{3500} = 157,1 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Определить приведенную частоту вращения согласно формуле:

$$\left(\frac{n_1}{n_H} \right) = \frac{n_H}{n_1} \cdot \sqrt{\frac{z_{ПП} \cdot R_{ПП} \cdot T_{ПП}}{z \cdot R \cdot T_{В1}}}, \quad (22)$$

где z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная газа, Дж/кг·К;

$T_{В1}$ – температура на входе в КС, К;

$z_{ПП}$ – приведенное значение коэффициента сжимаемости;

$R_{ПП}$ – приведенное значение газовой постоянной.

$$\left(\frac{n_1}{n_H} \right) = \frac{3500}{4800} \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5 \cdot 288}{0,963 \cdot 496,8 \cdot 278}} = 0,717.$$

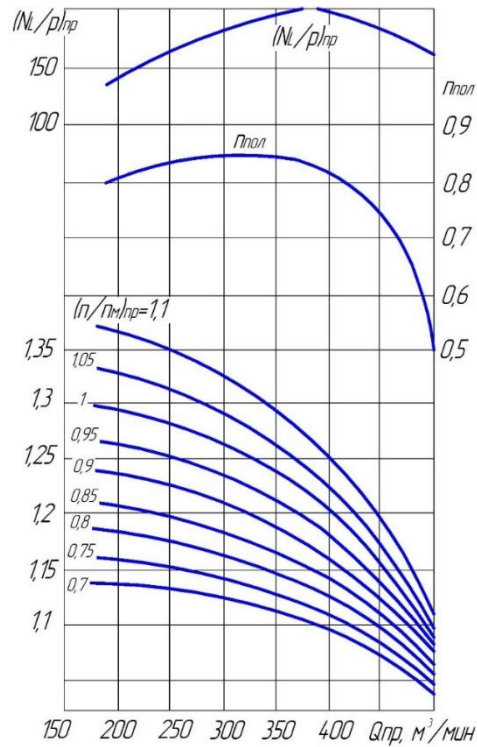


Рисунок 4 – Приведенная характеристика нагнетателя 370-18-1

Определим потребляемую нагнетателем мощность N_{i1} . Если расчетная потребляемая мощность будет больше номинальной, то частоту вращения надо уменьшить и в такой же последовательности заново провести расчет.

Аналогичные расчеты проводят до тех пор, пока не будут получены наилучшие параметры по нагрузке нагнетателя.

Потребляемая нагнетателем мощность равна N_{i1} , кВт

$$N_{i1} = \rho_{B1} \cdot \left(\frac{N_{i1}}{\rho_{B1}} \right)_{\text{пр}} \cdot \left(\frac{n_1}{n_H} \right)_{\text{пр}}^3, \quad (23)$$

$$N_{i1} = 37,38 \cdot 125 \cdot 0,717^3 = 1672,21 \text{ кВт}.$$

Полученная потребляемая мощность нагнетателем не превышает номинальной.

Определим мощность на валу привода N_1 , кВт, по формуле:

$$N_1 = N_{i1} + 100, \quad (24)$$

где 100 – мощность, расходуемая на преодоление механических потерь.

$$N_1 = 1672,21 + 100 = 1772,21 \text{ кВт}.$$

Определим давление газа p_{H1} , МПа, на выходе из нагнетателя первой ступени:

$$p_{H1} = \varepsilon_1 \cdot p_{B1}, \quad (25)$$

где p_{B1} – давление на входе КС, МПа.

$$p_{H1} = 1,22 \cdot 4,97 = 6,06 \text{ МПа}.$$

Определим температуру газа T_{H1} , К, после нагнетателя первой ступени:

$$T_{H1} = T_{B1} \cdot \varepsilon_1^{\frac{m-1}{m}}, \quad (26)$$

где m – показатель адиабаты.

$$T_{H1} = 278 \cdot 1,22^{\frac{1,31-1}{1,31}} = 291,4 \text{ К}.$$

Давление газа на входе p_{B2} , МПа, в нагнетатель второй ступени:

$$p_{B2} = p_{H1} - \zeta_0, \quad (27)$$

где ζ_0 – потери в обвязке между первой и второй ступенями, МПа.

$$p_{B2} = 6,06 - 0,04 = 6,02 \text{ МПа}.$$

Определить плотность газа ρ_{B2} , кг/м³, на входе в нагнетатель второй ступени, с учетом того, что $T_{H1} \approx T_{B2}$

$$\rho_{B2} = \frac{p_{B2}}{z \cdot R \cdot T_{B2}}, \quad (28)$$

где p_{B2} – давление на входе во вторую ступень нагнетателя, МПа;

z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная газа, Дж/кг·К;

T_{B2} – температура на входе во вторую ступень нагнетателя, К.

$$\rho_{B2} = \frac{6,02 \cdot 10^6}{0,963 \cdot 496,8 \cdot 291,4} = 43,2 \text{ кг/м}^3.$$

Определить объемную производительность нагнетателя второй ступени при условиях входа (всасывания) Q_{B2} , м³/мин.

$$Q_{B2} = \frac{Q_1 \cdot \rho_{CT}}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{B2}}, \quad (29)$$

где ρ_{CT} – плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{B2} – плотность газа на входе в нагнетатель второй ступени, МПа.

$$Q_{B2} = \frac{9,13 \cdot 10^6 \cdot 0,675}{24 \cdot 60 \cdot 43,2} = 99,13 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Приняв среднее значение частоты вращения нагнетателя n_2 , выполнить аналогичный расчет приведенной производительности $Q_{ПР2}$, для нагнетателя второй ступени. Примем $n_2 = n_1 = 3500$ об/мин.

Приведенная производительность $Q_{ПР2}$, м³/мин.

$$Q_{ПР2} = Q_{B2} \cdot \frac{n_H}{n_2}, \quad (30)$$

где n_2 – среднее значение частоты нагнетателя, об/мин;

n_H – номинальная частота вращения нагнетателя, об/мин.

$$Q_{ПР2} = 99,13 \cdot \frac{4800}{3500} = 135,94 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Определить приведенную частоту вращения второго нагнетателя:

$$\left(\frac{n_2}{n_H} \right) = \frac{n_H}{n_1} \cdot \sqrt{\frac{z_{ПР} \cdot R_{ПР} \cdot T_{ПР}}{z \cdot R \cdot T_{B2}}}, \quad (31)$$

где z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная газа, Дж/кг·К;

T_{B2} – температура на входе в КС, К;

$z_{ПР}$ – приведенное значение коэффициента сжимаемости;

R_{IP} – приведенное значение газовой постоянной.

$$\left(\frac{n_2}{n_H}\right) = \frac{3500}{4800} \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5 \cdot 288}{0,963 \cdot 496,8 \cdot 291,4}} = 0,697.$$

Определим внутреннюю мощность N_{i2} , потребляемая нагнетателем второй ступени по формуле N_{i2} , кВт

$$N_{i2} = \rho_{B2} \cdot \left(\frac{N_{i2}}{\rho_{B2}}\right)_{IP} \cdot \left(\frac{n_2}{n_H}\right)_{IP}^3, \quad (32)$$

$$N_{i2} = 44,2 \cdot 115 \cdot 0,697^3 = 1412,05 \text{ кВт}.$$

Определим мощность на валу привода N_2 , кВт

$$N_2 = N_{i2} + 100, \quad (33)$$

где 100 – мощность, расходуемая на преодоление механических потерь.

$$N_2 = 1412,05 + 100 = 1512,05 \text{ кВт}.$$

Определим давление газа p_{H2} , МПа, на выходе из нагнетателя второй ступени:

$$p_{H2} = \varepsilon_2 \cdot p_{B2}, \quad (34)$$

где p_{B2} – давление на входе КС, МПа.

$$p_{H2} = 1,18 \cdot 5,86 = 6,91 \text{ МПа}.$$

Определим температуру газа после нагнетателя второй ступени T_{H2} , К

$$T_{H2} = T_{B2} \cdot \varepsilon_2^{\frac{m-1}{m}}, \quad (35)$$

где m – показатель адиабаты.

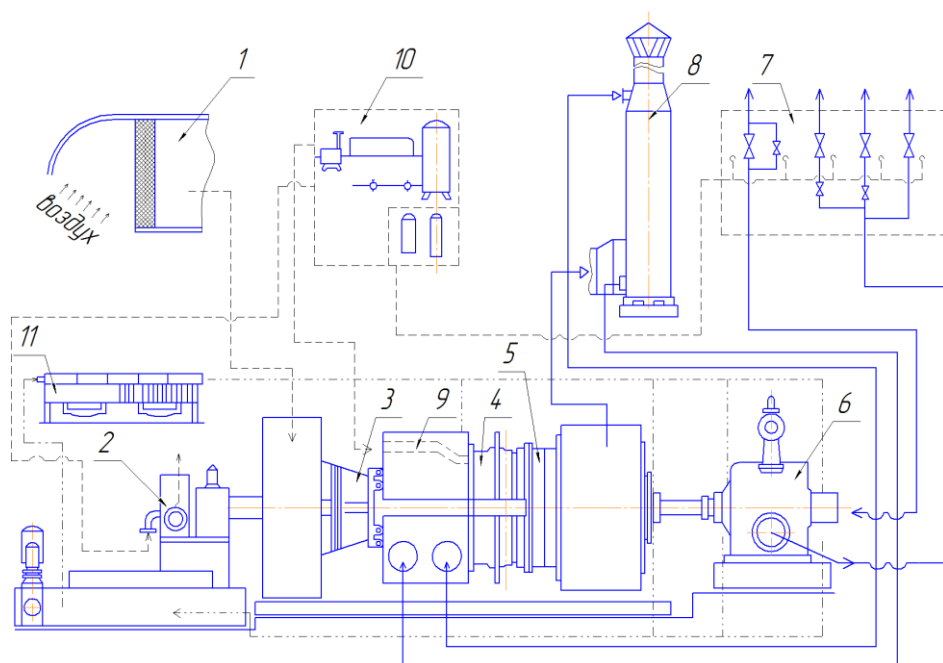
$$T_{H2} = 291,4 \cdot 1,18^{\frac{1,31-1}{1,31}} = 303,04 \text{ К}.$$

В результате нагнетатели разных ступеней сжатия могут работать при различных частотах вращения, также необходимо, чтобы показатели работ нагнетателей всегда были в области высоких значений К.П.Д.

4 Компоновка газоперекачивающего агрегата ГТК 10-4

Газоперекачивающий агрегат – совокупность технологических систем, предназначенных для компремирования природного газа, поступающего из магистрального газопровода в компрессорную станцию.

Принципиальная схема ГПА, приведена на рисунке 5, с обозначением всего оборудования, входящего в агрегат.



1 – воздухозаборная камера (ВЗК); 2 – турбодетандер; 3 – осевой компрессор; 4 – турбина высокого давления (ТВД); 5 – турбина низкого давления (ТНД); 6 – нагнетатель; 7 – технологические краны обвязки агрегата; 8 – воздухоподогреватель; 9 – камера сгорания; 10 – блок подготовки газа для собственных нужд; 11 – аппарат воздушного охлаждения масла

Рисунок 5 – Принципиальная схема компоновки ГПА

1 Воздухозаборная камера (ВЗК) предназначена для подготовки воздуха, поступающего из атмосферы на вход осевого компрессора. Основной функцией воздухозаборной камеры является очистка поступающего воздуха и уменьшение уровня шума в районе ВЗК.

2 Турбодетандер – устройство, которое преобразовывает потенциальную энергию газа для раскручивания осевого компрессора (ОК) и турбины высокого давления (ТВД).

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

4 Турбина высокого давления (ТВД) – это привод осевого компрессора, расположенный с ним на одном валу.

5 Турбина низкого давления (ТНД) в свою очередь предназначена для привода центробежного нагнетателя.

6 Нагнетатель – центробежный компрессор для компремирования природного газа.

7 Краны обвязки ГПА.

8 Воздухоподогреватель (регенератор) представляет собой теплообменник, который нагревает атмосферный воздух. Затем нагретый воздух попадает в камеру сгорания (КС).

9 Камера сгорания сжигает топливо-воздушную смесь, образуя продукты горения, которые следуют в турбину высокого давления (ТВД), а после в силовую турбину (ТНД), которая вращает нагнетатель.

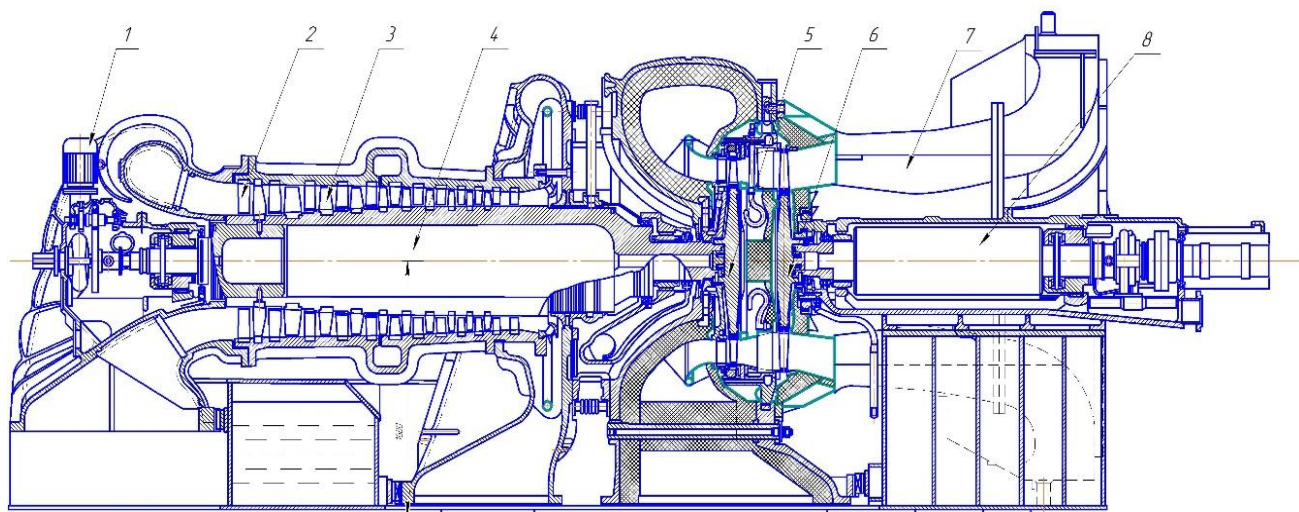
10 Блок подготовки пускового, топливного и газа СГУ (БПТГ) – это совокупность устройств, предназначенных для отбора газа из магистрального газопровода, для собственных нужд компрессорной станции.

11 Аппараты воздушного охлаждения масла (АВОМ) выполняют функцию охлаждения смазочного масла после смазки подшипников турбин и нагнетателя [2].

5 Описание конструкции газоперекачивающего агрегата ГТК 10-4

Поступивший воздух из атмосферы проходит через фильтры воздухозаборной камеры. По всасывающему трубопроводу поступает в компрессор газотурбинной установки (ГТУ), в которой сжимает воздух и через нагнетательную камеру, нагнетательный трубопровод направляет его в воздухоподогреватель (регенератор). Затем направляется в камеру сгорания, куда одновременно поступает топливо. В камере сгорания образуется топливовоздушная смесь, которая воспламеняется. Далее продукты горения следуют в турбину высокого давления (ТВД), а затем в силовую турбину (ТНД). Силовая турбина вращает на-

гнетатель. Отработавшие в турбине продукты сгорания выходят в атмосферу через дымовую трубу.



1 – валоповоротное устройство; 2 – входной направляющий аппарат; 3 – промежуточные направляющие аппараты; 4 – осевой воздушный компрессор; 5 – турбина высокого давления (ТВД); 6 – турбина низкого давления (ТНД); 7 – выхлопной патрубок с отводом газов в бок; 8 – ротор турбины низкого давления

Рисунок 6 – Продольный разрез газоперекачивающего агрегата (ГТК 10-4)

Таблица 1 – Технические характеристики ГПА

Наименование показателя	Значение
Номинальная мощность, кВт	10000
К.П.Д газотурбинной установки, %	30
Температура продуктов сгорания, °С	780
Расход воздуха, т/ч	310
Скорость вращения, об/мин:	
- ротор высокого давления;	5200
- ротор силовой турбины.	4800
Масса турбогруппы, т	56
Масса поставляемой установки, т	112
Габаритные размеры, м	8,35×3,4×3,24

Газотурбинная установка ГТК-10 изготовлена по открытому циклу, с регенерацией тепла, со свободной силовой турбиной.

Турбина высокого давления служит приводом осевого компрессора, а турбина низкого давления принадлежит для привода нагнетателя.

Запуск агрегата осуществляется турбодетандером, который в свою очередь приводится в движение от перекачиваемого газа по магистральному газопроводу.

Топливом для запуска агрегата является природный газ. Турбины газоперекачивающего агрегата выполнены в литом корпусе с внутренней теплоизоляцией.

Ротор турбины высокого давления сконструирован из одновенечного диска, закрепленного на консоли вала компрессора, который приводится во вращение двумя подшипниками: опорным и опорно-упорным. На консоли силового вала монтируется одновенечный диск турбины низкого давления, который также приводится во вращательное движение двумя подшипниками: опорным и опорно-упорным.

Осевой компрессор имеет 10 ступеней. Направляющие лопатки зафиксированы в литом чугунном корпусе. Ротор компрессора имеет форму барабанного типа. С помощью зубчатых хвостов рабочие лопатки монтируются к ротору.

Турбина и компрессор установлены на единой сварной раме. Камера сгорания – прямоточная и выполнена из корпуса, фронтального устройства с горелками, огневой части и смесительного устройства.

Воздухоподогреватель, предназначен для повышения температуры сжатого воздуха компрессора, за счет тепла продуктов сгорания. Подогрев происходит перед поступлением в камеру сгорания. Воздухоподогреватель изготовлен из профильных листов и состоит из двух секций.

Секции выполнены в виде цельносварных конструкций из нескольких пакетов профильных пластин. Внутри элементов имеются пути для пропуска воздуха, а между ними – пути для пропуска газа, которые в продольном на-

правлении имеют волнообразный вид. Опорные выступы и перемычки, предназначены для закрепления пластин в элементах и элементов между собой, а также для фиксации зазоров между ними на поверхности пластин.

Турбодетандер установлен на блоке переднего подшипника компрессора, где объединяется с ротором высокого давления зубчатой передачей.

Связь между ротором нагнетателя и газовой турбины осуществляется за счет промежуточного вала с зубчатыми соединительными муфтами.

Масляная система включает в себя: главный масляный насос, установленный на валу ротора высокого давления, пусковой и резервный электронасосы, маслобак, маслопровод с арматурой, воздушный маслоохладитель и фильтры.

Система регулирования пневматического типа и система автоматического управления обеспечивают:

- поддержание заданной частоты вращения силового вала;
- управление операциями пуска и остановки;
- защиту от недопустимых режимов и условий работы.

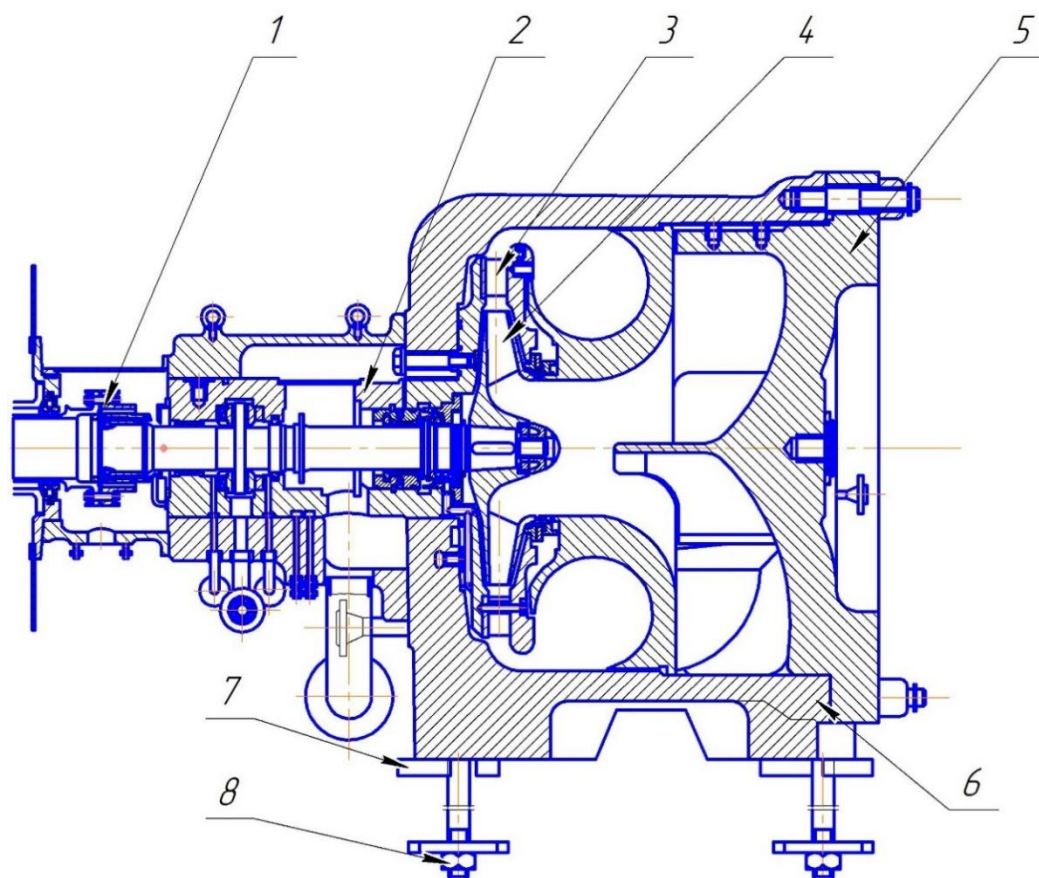
Операции по пуску, нагружению, управлению и остановки могут выполняться автоматически как с центрального щита, так и через щит агрегат. Эксплуатационные параметры изменяются дистанционно.

Газотурбинная установка поступает в двух видах: блочном и неблочном.

Во избежание повышения шумов в машинном зале ГПА стены перекрывается шумозаглушающей обшивкой. Воздух из-под обшивки удаляется вентилятором и отводится за пределы машинного зала, уменьшая тепловыделение в компрессорном цехе [3].

6 Описание конструкции нагнетателя 370-18-1

Нагнетатель одноступенчатый, с консольно расположенным колесом. Продольный разрез нагнетателя представлен на рисунке 7.



1 – зубчатая муфта; 2 – гильза; 3 – лопаточный диффузор; 4 – рабочее колесо; 5 – крышка; 6 – корпус; 7 – клиновые прокладки; 8 – анкерные болты

Рисунок 7 – Продольный разрез нагнетателя 370-18-1

Таблица 2 – Технические характеристики нагнетателя 370-18-1

Наименование показателя	Значение
Объемная производительность, млн.м ³ /сут	37
Политропический К.П.Д нагнетателя, %	85
Давление на входе нагнетатель, МПа	4,97
Конечное давление на выходе, МПа	7,46
Скорость вращения вала, об/мин	4800
Масса нагнетателя в объеме поставки, т	25
Габаритные размеры, м	2,76×2,92×2,907

Нагнетатель поступает в блочном исполнении и включает в себя два блока: блок нагнетателя и блок защитных устройств.

Ходовая часть нагнетателя находится в гильзе, которая размещена в корпусе нагнетателя, что позволяет произвести быструю замену гильзы.

Корпус нагнетателя – стальной цилиндр, закрытый торцевой крышкой с вмонтированными в нее всасывающей и сборной кольцевой камерами.

Во избежание утечки газа из нагнетателя в машинный зал в нагнетателе применяют масляные уплотнения торцевого типа, которые представляют собой комбинацию опорного вкладыша с контактным герметичным уплотнением торцевого типа.

Нагнетатель располагают во взрывоопасном помещении и отделяют от газотурбинного привода герметичной стенкой.

Приводом нагнетателя является газовая турбина ГТК 10-4. Вал турбины низкого давления соединен приставным валом с нагнетателя. Газовая турбина работает за счет перекачиваемого газа.

Система маслообеспечения общая для нагнетателя и газовой турбины. Маслосистема среднего давления предназначена для смазки подшипников, зубчатой муфты и реле осевого сдвига. Маслосистема высокого давления обеспечивает подачу масла на торцевое уплотнение и передний опорный подшипник.

На время выбега ротора нагнетателя и освобождение последнего от газа при аварийном отключении насоса высокого давления предусмотрен аккумулятор масла, установленный на корпусе нагнетателя.

Газоотделитель применяется для дегазации небольшого количества масла, идущий через торцевое уплотнение.

В нагнетателе типа 370-18-1 предусматривают устройства защиты от понижения перепада давления, помпажа, осевого сдвига ротора, повышения температуры вкладышей подшипников, повышение вибрации нагнетателя.

Изменяя частоты вращения (3300 – 5000 об/мин) силового вала газотурбинной установки регулируется работа нагнетателя.

В состав доставки нагнетателя входят: блок нагнетателя с аккумулятором масла, маслопроводы, система КИП и защиты, комплект подъемных и монтажных механизмов и др.

Работа нагнетателя разрешается по следующим схемам: один, два, три – последовательно включенные нагнетатели [3].

7 Противообледенительная система ГПА

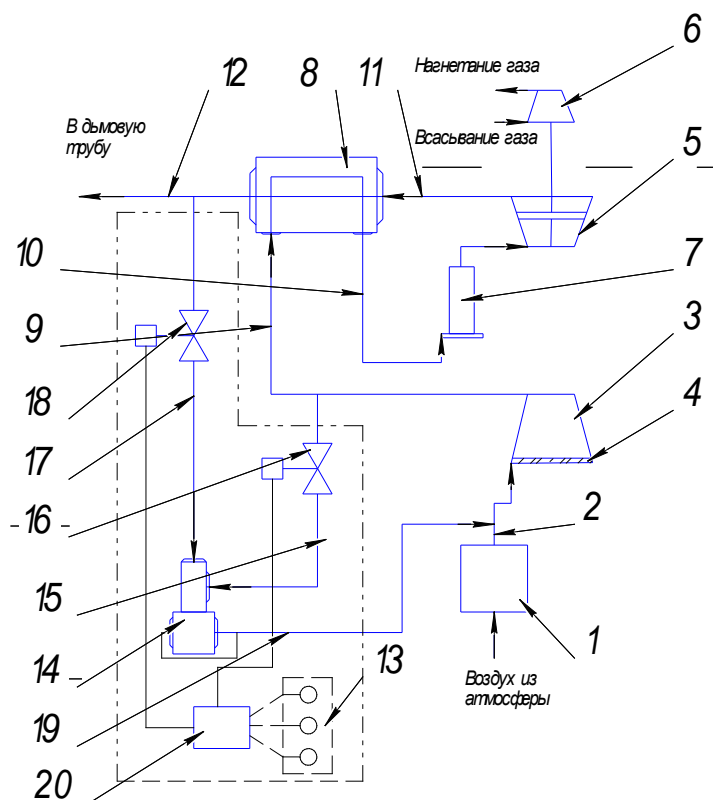
Существует противообледенительная система газотурбинного двигателя, имеющий осевой многоступенчатый компрессор с корпусом и рабочими лопатками, сообщающие обогрев элементов с основным источником обогревающего воздуха. Система имеет дополнительный источник обогревающего воздуха, выполненный в виде ресивера, расположенного на корпусе ОК. Рабочие лопатки компрессора снабжены бандажными полками, на которых закреплены дополнительные лопатки, расположенные в ресивере. В основном газоздухопроводе установлен обратный клапан. Ресивер имеет возможность сообщения с атмосферой и воздухопроводом между клапаном и обогреваемыми элементами посредством дополнительной системы газопроводов с обратным клапаном.

Недостатком данной системы является необходимость изменения конструкции лопаток осевого компрессора, что влечет за собой повышение его металлоемкости и сложности конструкции и изготовления.

7.1 Описание конструкции

Воздухопровод, газоздухопровод, транспортирующие нагретый воздух, смесь горячего воздуха и выхлопных газов в воздухозаборный тракт 2, состоят из газоздухопровода 17, соединяющего вихревой насос 14 и газоздухопровод 12, соединяющий воздухоподогреватель 8 и дымовую трубу, газопровода смеси горячего воздуха и выхлопных газов 19, соединяющего вихревой насос 14 и воздухозаборный тракт 2, и воздухопровода 15, соединяющего вихревой

насос 14 и воздухопровод 9, соединяющий осевой компрессор 3 и воздухоподогреватель 8.



1 – воздухоочистительное устройство; 2 – воздухозаборный тракт; 3 – осевой компрессор; 4 – входной направляющий аппарат осевого компрессора 3; 5 – газовая турбина; 6 – нагнетатель природного газа; 7 – камера сгорания; 8 – воздухоподогреватель; 9 – воздухопровод, соединяющий осевой компрессор 3 и воздухоподогреватель 8; 10 – воздухопровод, соединяющий воздухоподогреватель 8 и камеру сгорания 7; 11 – газозухопровод, соединяющий газовую турбину 5 и воздухоподогреватель 8; 12 – газозухопровод, соединяющий воздухоподогреватель 8 и дымовую трубу; 13 – датчики состояния атмосферного воздуха и воздуха в воздухозаборном тракте 2; 14 – вихревой насос; 15 – воздухопровод, соединяющий вихревой насос 14 и воздухопровод 9; 16 – электроприводной регулирующий клапан; 17 – газозухопровод, соединяющий вихревой насос 14 и газозухопровод 12; 18 – электроприводной запорный клапан; 19 – газопровод смеси горячего воздуха и выхлопных газов, соединяющий вихревой насос 14 и воздухозаборный тракт 2; 20 – блок управления клапанами.

Рисунок 8 – Принципиальная схема противообледенительной системы

Работает противообледенительная система ГПА с газотурбинным приводом следующим образом.

Воздух из атмосферы при работе газовой турбины 5 поступает, пройдя через воздухоочистительное устройство 1, в воздухозаборный тракт 2 с входным направляющим аппаратом 4 осевого компрессора 3.

Сжатый в осевом компрессоре 3 и нагретый при этом воздух по воздухопроводу 9, поступает в воздухоподогреватель 8, где подогревается до более высокой температуры.

Далее нагретый воздух по воздухопроводу 10, поступает в камеру сгорания 7, в которой происходит сжигание природного газа в потоке воздуха.

Из камеры сгорания 7 образовавшаяся в ней газозвдушная смесь поступает в газовую турбину 5, в которой под воздействием потока смеси происходит вращение ротора газовой турбины 5, выходной вал которой является приводом нагнетателя природного газа 6.

Отработанная в газовой турбине 5 высокотемпературная газозвдушная смесь по газозвдухопроводу 11, поступает в воздухоподогреватель 8, пройдя который уходит в дымовую трубу.

Для исключения обледенения (обмерзания, инееобразования) элементов воздухозаборного тракта 2, входного направляющего аппарата 4 и осевого компрессора 3 по анализу сигналов датчиков 13 состояния атмосферного воздуха и воздуха в воздухозаборном тракте 2 (температуры, влажности, давления атмосферного воздуха, сопротивления воздухозаборного тракта 2) блок управления клапанами 20 выдает команды на открытие электроприводного регулирующего клапана 16 и электроприводного запорного клапана 18 для подачи нагретой газозвдушной смеси в воздухозаборный тракт 2.

Сжатый горячий воздух по воздухопроводу 15 поступает в вихревой насос 14, выполненный в виде вихревой трубы, в которой образовавшийся высокоскоростной вихревой поток горячего воздуха создает разрежение, в результате чего происходит интенсивная подача по газозвдухопроводу 17 выхлопных газов из газозвдухопровода 12.

Далее в вихревом насосе 14 образовавшаяся смесь поступающего в него горячего воздуха и выхлопных газов по воздухопроводу 19, поступает в возду-

хозаборный тракт 2, где «вбрасывается» в основной поток воздуха, поступающего в воздухозаборный тракт 2 через воздухоочистительное устройство 1 из атмосферы.

7.2 Техническое предложение

В противообледенительной системе ГПА с газотурбинным приводом, содержащей газовоздухопровод, транспортирующий смесь горячего воздуха и выхлопных газов в воздухозаборный тракт, соединенный с одной стороны с входным направляющим аппаратом осевого компрессора, а с другой – с воздухоочистительным устройством, будет снабжен вихревым насосом (2ВН1 – 810) и электроприводными регулирующим и запорным клапанами, управляемыми посредством блока управления клапанами по сигналам от датчиков состояния атмосферного воздуха и воздуха в воздухозаборном тракте, и соединен с воздухоподогревателем, который будет соединен с осевым компрессором, камерой сгорания, газовой турбиной и дымовой трубой, при этом электроприводной регулирующей клапан будет установлен на воздухопроводе, соединяющем вихревой насос и воздухопровод, соединяющий осевой компрессор и воздухоподогреватель, а электроприводной запорный клапан расположенный на газовоздухопроводе соединит вихревой насос и газовоздухопровод, который соединяет воздухоподогреватель и дымовую трубу.

8 Компоновка компрессорного цеха

Конструкция зданий для ГПА предусматривает наличие двух залов: машинного и нагнетательного. Ширина машинного составляет от 12 до 24 м, ширина нагнетательного зала 6 м. Машинный зал с газотурбинным приводом имеет категорию Г по противопожарным нормам, следовательно, оборудование монтируется в нормальном исполнении. Помещение нагнетателя, по нормам имеет категорию А, в этом случае оборудование устанавливается во взрывобе-

зопасном исполнении. Компоновка компрессорного цеха представлена на рисунке 12 [4].

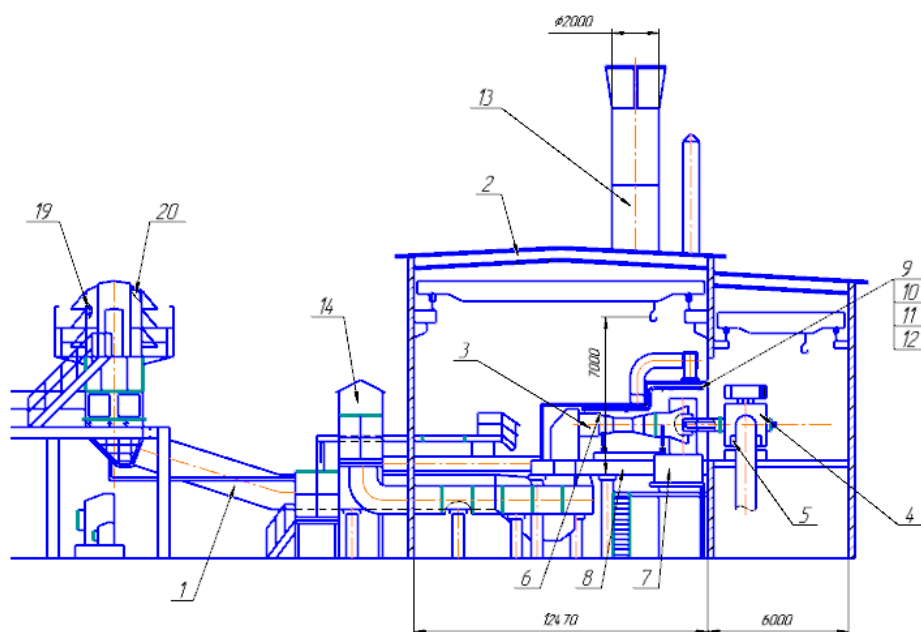


Рисунок 9 – Компоновка ГПА в индивидуальном здании

Газоперекачивающий агрегат подсоединен к газопроводу посредством входного тракта 1 и содержит газотурбинную установку, в укрытии 2 которой расположены газотурбинный двигатель 3 и машину для сжатия газа 4, включающий ротор 5. Газотурбинный двигатель 3 вместе с системой управления и диагностики 6, топливными агрегатами, электрическими и трубопроводными коммуникациями находятся на единой подмоторной раме 8. Выходное устройство связано с выхлопным трактом газоперекачивающего агрегата и предназначено для отвода выхлопных газов. Выхлопной тракт входит в состав выхлопной системы 15, которая снабжена многосекционной трубой 13 с шумоглушителем 23. Газоперекачивающий агрегат снабжен системами охлаждения 14 и маслообеспечения 7 газотурбинного двигателя 3 с аппаратами воздушного охлаждения масла, причем газотурбинный двигатель 3 заключен в расположенный внутри укрытия 2 кожух 9, на стенках которого расположены элементы систем

пожаротушения 10, газоанализа 11 газоперекачивающего агрегата и средств измерения на агрегате 12.

Так как, машинный и нагнетательный зал имеет разные категории помещений, то компрессорный цех проектируют в два пролета, с разделительной герметичной стеной между помещениями. В зоне контакта через стену разделяющую привод и нагнетатель, в месте промежуточного вала устанавливают уплотнение, которое исключает риск попадания природного газа из зала нагнетателя в зал газотурбинного привода.

Газотурбинная установка ГТК-10 имеет нижнее расположение камеры сгорания, поэтому агрегат устанавливают на высоком фундаменте.

Газоперекачивающие агрегаты изготовлены в виде блочных конструкций. В ГПА входят следующие блоки: блок газотурбинной установки (ГТУ) на рамемаслобаке; блок нагнетателя на раме; блок воздухоподготовительных устройств; блок воздушного охлаждения масла; блок систем автоматического управления и регулирования. В ГТУ также включают блоки воздухоподогревателей (регенераторы) и воздухопроводы. Все блоки, должны пройти стендовые испытания на заводе-изготовителя, для того чтобы приступить к пусконаладочным работам после установки.

Основными преимуществами блоков являются: не высокий объем работ по монтажу ГПА и экономия времени на сооружения КС.

Преимущества нагнетателя, выполненного на отдельной раме – возможность смонтировать её более твердой для восприятия усилий от труб с минимальной деформацией, а также установка в ней маслонасосов системы уплотнений нагнетателя.

В состав блока воздухоподготовительных устройств обычно входят: инертные фильтры, фильтры тонкой очистки, панели шумоглушения, противообледенительная система, а также система кондиционирования воздуха в жаркое время года.

В состав блока воздушного охлаждения масла входят: аппараты воздушного охлаждения (АВО); вентиляторы с электродвигателями и редукторами, жалюзи, подогреватели масла, трубопроводная обвязка.

Системы автоматического управления и регулирования (САУ и САР) располагают на опорных рамах, а также в индивидуальном блок-боксе и на главном щите управления. Для систем САУ и САР используется простое соединение отдельных составных частей [4].

8.1 Очистка газа от механических примесей

Природный газ очень важно очистить от механических примесей, так как от этого зависит работа всего газопровода и газокompрессорной станции в целом. В природном газе, транспортируемого по газопроводу содержатся механические примеси: песок, вода, конденсат тяжелых углеводородов, масло, сварной шлам и другие.

Присутствие примесей, а также конденсата в природном газе, вызывает уменьшение износостойкости трубопровода, рабочих колес нагнетателя, запорной арматуры. Вследствии чего происходит ухудшение надежности и экономичности работы компрессорной станции и магистрального газопровода.

Поэтому на компрессорных станциях предусматриваются установки очистки газа от твердых и жидких примесей.

Очистка газа от примесей предусматривается, в две ступени. Первая ступень – грубая очистка газа с применением пылеуловителей. Вторая ступень очистки газа с применением устройств тонкой очистки – фильтров - сепараторов.

Для того, чтобы избежать замерзания жидкости, аппараты и трубопроводы установки очистки газа должны иметь систему обогрева.

Число аппаратов очистки газа определяется по характеристикам заводов – изготовителей, делается это таким образом, чтобы при отключении одного аппарата нагрузка на оставшиеся в работе не превышала пределы их максималь-

ной производительности, а при работе всех аппаратов – не выходила за пределы минимальной производительности.

Чтобы обеспечить равномерное распределение потоков между аппаратами монтируют кольцевание трубопроводов на входе и выходе каждой ступени очистки. Также предусматривается замер потерь давления на каждой ступени очистки.

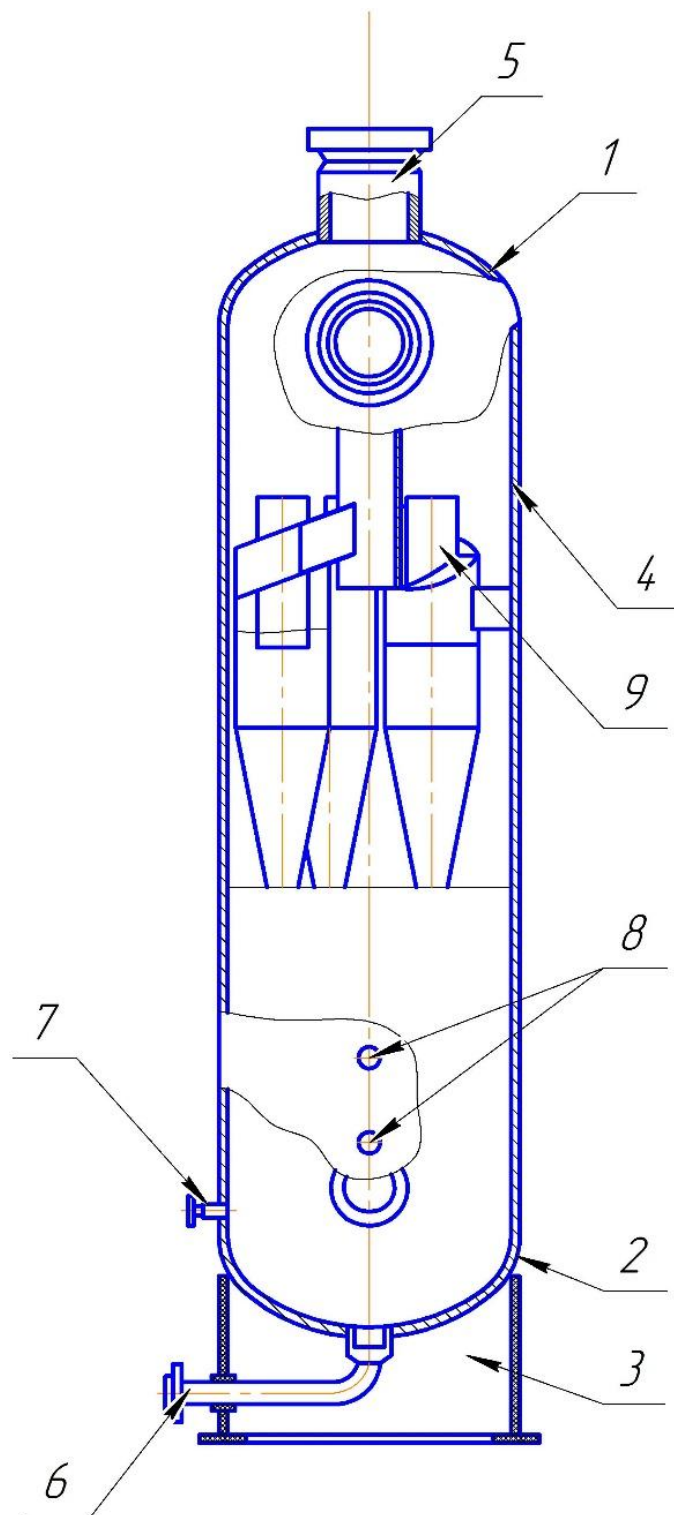
Технологическая обвязка аппаратов очистки газа предназначена для:

- доступа к обслуживаемым элементам агрегата;
- исключение проникновения газа внутрь аппаратов при проведении в них осмотров, ревизий и ремонтных работ;
- установка силовых заглушек при проведении гидравлических испытаний аппаратов.

Согласно техническим требованиям на природные газы содержание твёрдой взвеси не должно превышать 0,05 мг, на 1 м³ газа.

В оборудование для очистки природного газа входят: блоки пылеуловителей, фильтры-сепараторы, ёмкости сбора жидкости, включающие в себя автоматическую систему сбора конденсата (буферные и дренажные емкости).

В настоящее время наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители [4].



1 – кровля; 2 – днище; 3 – крепеж; 4 – корпус; 5 – штуцер выхода газа; 6 – штуцер дренажа; 7 – штуцер выхода конденсата; 8 – штуцер сигнала затора уровня; 9 – элемент циклона

Рисунок 10 – Циклонный пылеуловитель

Таблица 4 – Технические характеристики аппарата очистки газа

Наименование показателя	Значение
Тип	ГП426.00.000
Производительность, млн. м ³ /сут	15
Расчетное рабочее давление, МПа	3,92
Максимальное рабочее давление, МПа	5,48
Диаметр аппарата, мм	2000
Диаметр циклонного элемента, мм	600
Число циклонных элементов, шт	5

Циклонный пылеуловитель изготовлен из двух секции: нижней – отбойной и верхней – осадительной. В нижней секции расположены циклонные трубы, штуцеры сигнала затора уровня 8, штуцер дренажа 6, а также штуцер выхода конденсата 7. На самом пылеуловителе имеются штуцеры входа и выхода газа 5.

Газ поступает через штуцер входа, где за счет изменения направления газа и его движения происходит первичная очистка от больших частиц, которые скапливаются в нижней секции аппарата. Затем, газ проходит через циклоны 9, где инородные частицы отсеиваются и выпадают в дренажную емкость. Уловленные жидкие и твердые частицы периодически удаляются по дренажным линиям. Эффективность циклонного пылеуловителя составляет 88 – 98 %. Количество пылеуловителей определяется по формуле:

$$N = \frac{Q_{\Gamma}}{365 \cdot Q_{\Pi}}, \quad (36)$$

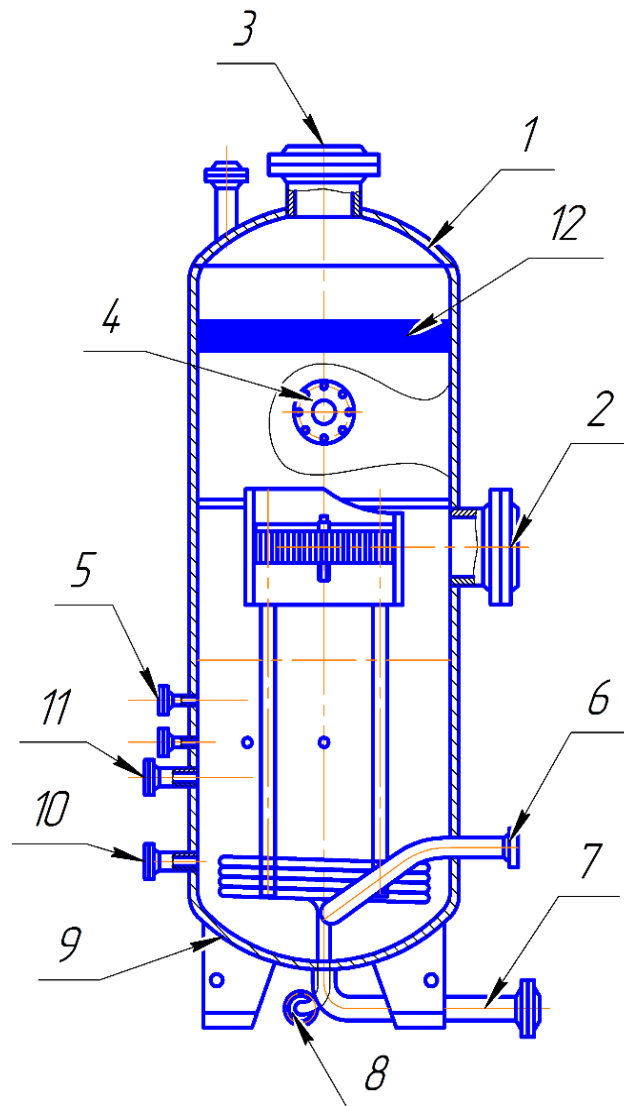
где Q_{Γ} – подача газа, млрд. м³/год;

Q_{Π} – пропускная способность циклонного пылеуловителя, млн. м³/сут.

$$N = \frac{6 \cdot 10^9}{365 \cdot 15 \cdot 10^6} = 1,1 \approx 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 3 пылеуловителя (1 в резерве).

Для достижения более тонкой очистки газа применяют вторую степень очистки – газосепараторы, устанавливаемые последовательно после пылеуловителей.



1 – кровля; 2 – патрубок входа газа; 3 – патрубок выхода газа; 4 – люк; 5 – штуцер отбора давления; 6 – выход конденсата; 7 – дренаж; 8 – штуцер выход теплоносителя; 9 – днище; 10 – термометр; 11 – уровнемер; 12 – каплеуловитель

Рисунок 11 – Газосепаратор сетчатый

Таблица 5 – Технические характеристики газосепаратора

Наименование показателя	Значение
Тип	ГС-2-1,6-2000
Производительность, м ³ /сут	79920
Расчетное рабочее давление, МПа	1,6
Объем, м ³	16
Диаметр аппарата, мм	2000
Поверхность нагрева, м ²	3
Масса, кг	6100

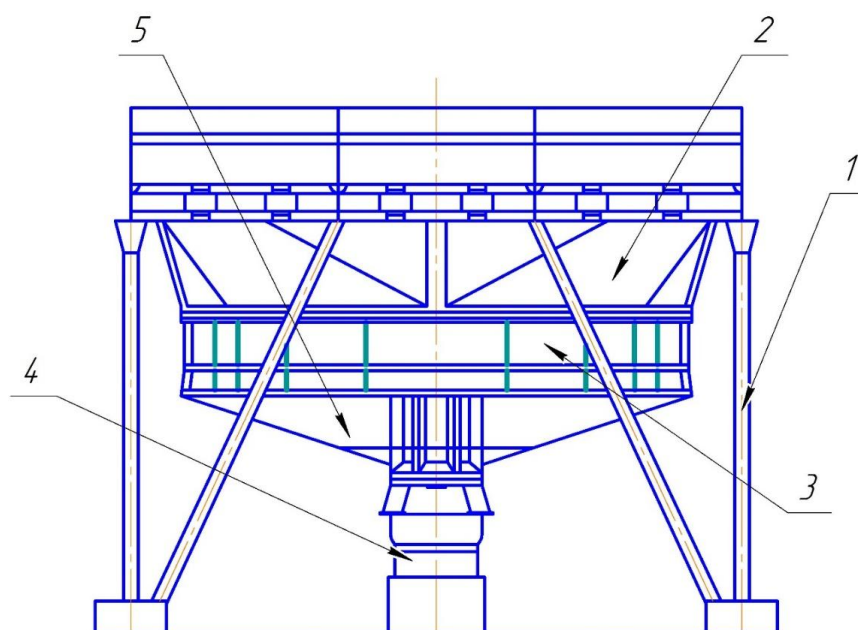
Принцип действия газосепаратора: газ подается в входной патрубок 2 с помощью специального насоса, в результате чего в сепараторе образуется завихрение газовой среды. Под действием центробежной силы, тяжелые частицы, отделяются от газа и отбрасываются на сетку каплеуловителя 12, затем очищаемый газ втягивается в верхний патрубок 3, а механические примеси осаждаются на стенках корпуса и стекают в ёмкость сбора примесей, которые выводятся с помощью дренажной линии 7 [4].

8.2 Охлаждение газа на компрессорных станциях

Сжатие газа (компримирование) сопровождается повышением его температуры на выходе из станции. Значение повышения температуры определяется её начальным значением на входе КС и степенью повышения давления газа.

Повышенная температура газа приводит к разрушению изоляционного покрытия трубопровода, температурным напряжением стенки трубы, к снижению подачи технологического газа, к росту энергозатрат на его сжатие.

Для охлаждения газа применяются аппараты воздушного охлаждения (АВО).



1 – несущая конструкция; 2 – диффузор; 3 – лопасти вентилятора; 4 – привод; 5 – коллектор

Рисунок 12 – Аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-75

Таблица 6 – Технические характеристики АВО (2АВГ-75)

Наименование показателя	Значение
Тип	Горизонтальный
Число секций, шт	3
Число рядов труб в секции, шт	6
Число ходов по трубам, шт	1
Коэффициент оребрения	20-22
Поверхность по оребрению, м ²	9660-10360
Длина труб, м	12
Давление в трубах, МПа	7,5
Температура в трубах расчетная, °С	150
Диаметр колеса вентилятора, м	5
Частота вращения, об/мин	250

Окончание таблицы 6

Наименование показателя	Значение
Расход воздуха номинальный, м ³ /ч	450000
Напор полный, МПа	2
Потребляемая мощность, кВт	37
Число вентиляторов, шт	2
Установленная мощность, кВт	37
Число электродвигателей, шт	2
Масса аппарата, кг	46650 – 44250
Габаритные размеры, м	6×12

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) работают следующим образом: на несущих металлоконструкциях установлены трубчатые теплообменные секции. Транспортируемый газ проходит по трубам теплообменной секции, затем через межтрубное пространство теплообменной секции с помощью электромоторов, пропускают наружный воздух. Охлаждение природного газа осуществляется за счет теплообмена между нагретым газом, движущимся в трубах, и наружным воздухом, проходящим по межтрубному пространству.

Оптимальной температурой охлаждаемого газа на выходе из АВО считается выше на 10 – 15 °С средней температуры наружного воздуха.

Расчетная температура наружного воздуха на входе в АВО в рассматриваемый период определяется по формуле:

$$T_B = T_a + \delta T_a, \quad (37)$$

где T_a – средняя температура наружного воздуха, °С;

δT_a – поправка на изменчивость климатических данных, °С.

$$T_B = 17 + 2 = 19 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Установка охлаждения газа имеет коллекторную схему обвязки и обвод для всех газоперекачивающих агрегатов компрессорного цеха.

В случае повышения температуры газа на выходе аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) выше 70 °С, применяется аварийная остановка компрессорной станции. При повышении температуры газа на выходе из АВО до +45 °С предусматривается предупредительная сигнализация и автоматическое отключение АВО.

При охлаждении газа его температура уменьшается, что приводит к уменьшению средней температуры газа на линейном участке трубопровода. В результате этого снижается температура и повышается давление газа на входе в последующую КС. Повышенное давление, приводит к уменьшению степени сжатия на последующей станции и энергозатрат на компримирование газа.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) – это экологически чистые устройства для понижения температуры газа, не требующие расхода воды и относительно просты в эксплуатации [4].

8.3 Система подготовки импульсного газа

Для обеспечения работы пневмоприводов запорной арматуры, используется импульсный газ, отбираемый из технологических трубопроводов обвязки КС. К пневмогидравлическим системам относятся: пневмоприводные краны технологического, топливного и пускового газов, предназначенных для подачи газа к контрольно-измерительным и регулирующим приборам. Принцип работы пневмогидравлической системы привода крана основан на преобразовании потенциальной энергии сжатого газа в механическую работу по перемещению запорного узла.

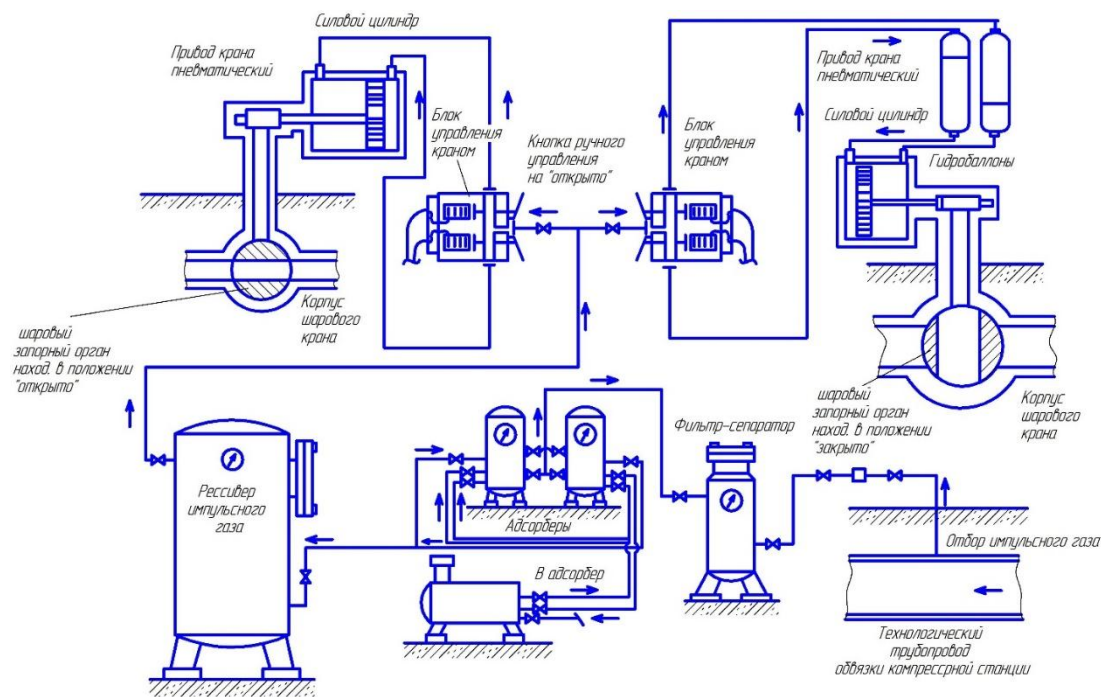


Рисунок 13 – Принципиальная схема импульсного газа

Импульсный газ (ИГ) отбирается из входного трубопровода КС после узла очистки и выходного трубопровода КС до узла охлаждения и направляется в УПИГ

Узел подготовки импульсного газа (УПИГ) предназначен для осушки и очистки импульсного газа. В его состав входят: фильтры-сепараторы, запорная арматура, контрольно-измерительные приборы, адсорберы, огневого подогреватель, газовый ресивер, трубопроводы.

Фильтры-сепараторы используются для очистки импульсного газа от влаги и механических примесей. Адсорберы предназначены для поглощения воды в газе. Осушка происходит за счет адсорбентов, находящиеся в полости адсорберов. В качестве адсорбента используют три-этиленгликоль (ТЭГ).

Два установленных адсорбера работают в разном режиме. Один адсорбер предназначен для поглощения влаги из газа. Функция второго адсорбера – восстановления адсорбента. Цикл восстановления свойств адсорбера заключается в пропускании разогретого до высокой температуры газа (до 200°C) через увлаж-

ненный адсорбент. Для возобновления свойств ТЭГа через него пропускают горячий газ. Для подогрева газа используют огневой испаритель.

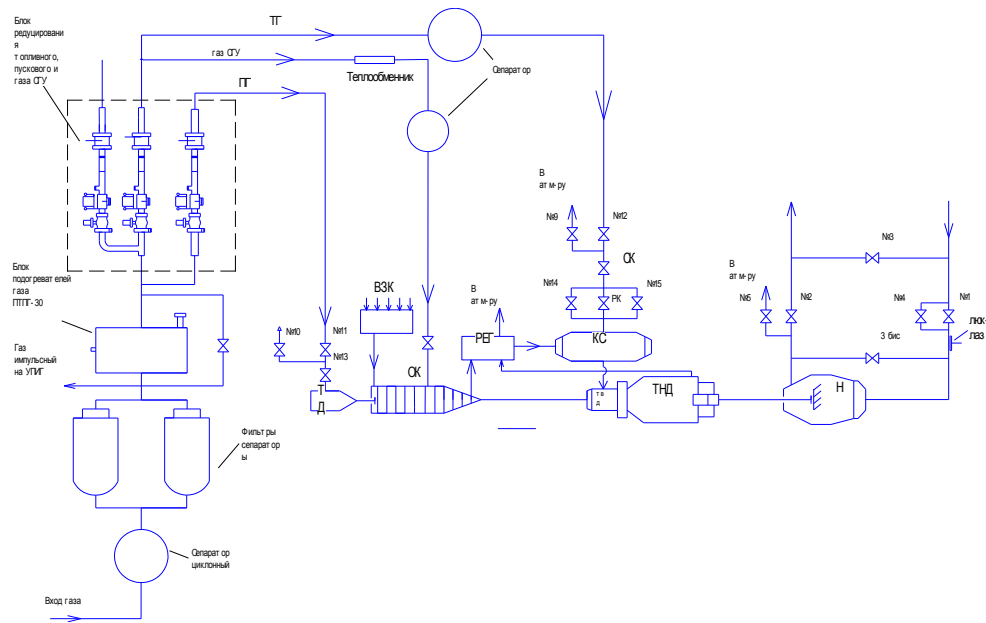
Контроль за давлением и температурой газа УПИГ осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Газ после узла подготовки импульсного газа попадает ко всем общестанционным кранам на узел подключения, агрегатным и режимным кранам, а также к кранам топливного и пускового газа [2].

8.4 Система подготовки топливного, пускового и газа СГУ

Перед подачей газа в камеру сгорания и на турбодетандер, газ необходимо отчистить, осушить.

Газ для нужд отбирается из выходного коллектора пылеуловителей и выходного шлейфа компрессорного цеха – перед аппаратами воздушного охлаждения.



ТГ – топливный газ; ПГ – пусковой газ; СГУ – «сухие» газодинамические уплотнения; ВЗК – воздухозаборная камера; ТД – турбодетандер; ОК – осевой компрессор; КС – камера сгорания; ТВД – турбина высокого давления; ТНД – турбина низкого давления; Н – нагнетатель; РЕГ – регенератор

Рисунок 14 – Принципиальная схема системы топливного, пускового и газа СГУ

В состав системы топливного, пускового и газа СГУ входит следующее оборудование: циклонный сепаратор, фильтр-сепаратор, теплообменники, блок редуцирования пускового и топливного газа, трубопроводы, замерное устройство, краны № 9, 12, 14 и 15, а также стопорные и регулирующие клапаны топливной системы, пусковое устройство.

Принцип работы системы следующий: отобранный газ, поступает на блок очистки или циклонный сепаратор 1, где происходит очистка от механических примесей. Затем очищенный газ поступает на очистку в фильтр-сепараторе 2, где происходит более тонкая очистка от влаги и примесей. Далее газ поступает в блок подогревателей типа ПТПГ-30, где нагревается до температуры 45 – 50 °С. Теплообменник, в котором трубный пучок газа высокого давления погру-

жен в раствор диэтиленгликоля. Подогрев диэтиленгликоля обеспечивается за счет использования камеры сгорания этого устройства. Подогретый газ обеспечивает устойчивую работу блоков редуцирования и недопущения его промерзания, что приводит к нарушению нормальной эксплуатации систем регулирования ГТУ.

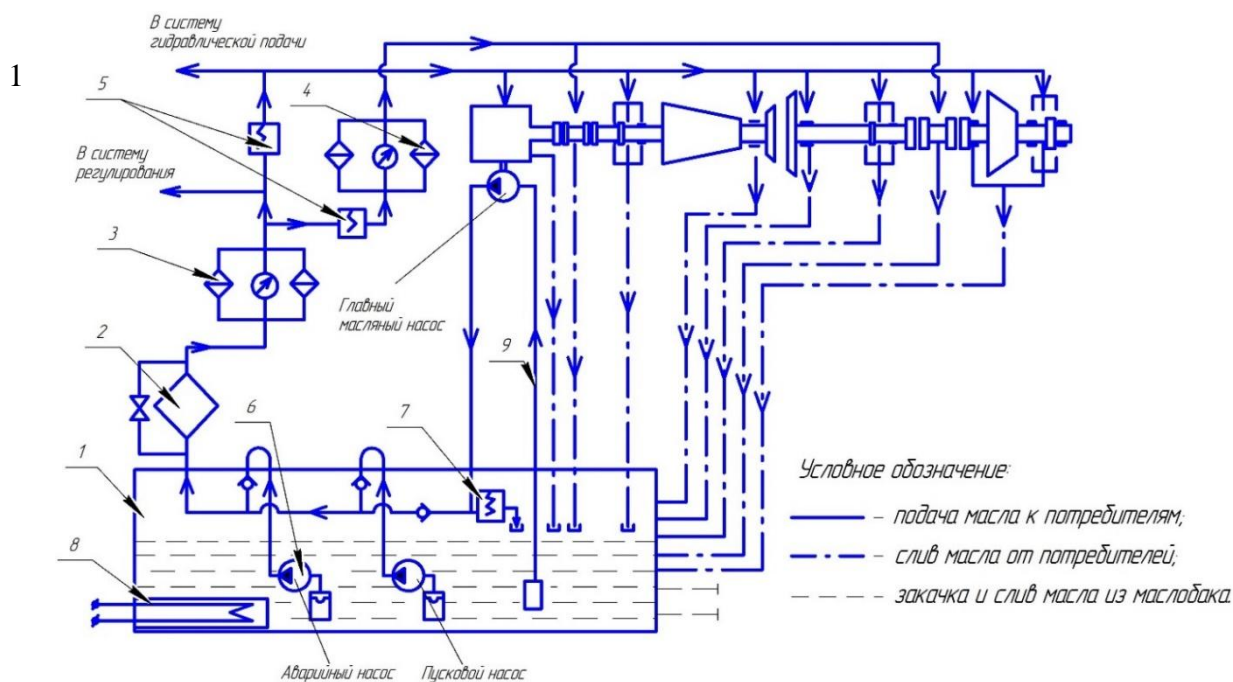
Газ разделяется на три потока: один направляется на блок редуцирования топливного газа 4, другой на блок редуцирования пускового газа 5 и последний на блок редуцирования газа для сухих газодинамических уплотнений (СГУ).

Топливный газ редуцируется до давления 1,2 – 2,5 МПа. После блока редуцирования топливный газ поступает в сепаратор 6, где газ очищается от выделившейся при редуцировании влаги, а затем в коллектор. Очищенный газ поступает в камеру сгорания через кран № 1, стопорный (СК) и регулирующие клапаны (РК). В период пуска агрегата задействуются краны № 14 и 15 для запальной и дежурной горелки.

Пусковой газ, с давлением 1,0 – 1,5 МПа поступает через краны № 11 и 13 в турбодетандер, газ расширяясь до атмосферного давления, совершает полезную работу, идущую на раскрутку осевого компрессора и турбины высокого давления [2].

Газ «сухих» газодинамических уплотнений под давлением 0,8 – 2,3 Мпа следует, через сепаратор и теплообменники, в компрессор для предотвращения утечек газа в машинный зал и попадания атмосферного воздуха внутрь корпуса компрессора.

8.5 Система маслоснабжения ГПА



маслобак; 2 – охладитель масла; 3 – фильтры масляные; 4 – фильтры масляные муфт; 5 – регулятор давления; 6 – маслонасосы; 7 – предохранительный клапан; 8 – подогреватель; 9 – маслопроводы

Рисунок 15 – Смазочная система ГТК-10

Система смазки газоперекачивающего содержит в себе три насоса 6 (главный масляной насос, аварийный насос, пусковой насос), маслобак 1 с напорными и сливными трубопроводами 9, предохранительный клапан 7, охладитель масла 2, два фильтра со сменными фильтрующими элементами 3, электрический подогреватель 8, датчики давления, температуры и указателя уровня масла.

Принцип работы системы смазки ГПА: пусковой насос перекачивает масло из маслобака 1 в нагнетательную линию. Поток масла проходит через маслоохладители 2, затем подается к масляным фильтрам 3. По показаниям дифманометра, указывающий на перепад до и после фильтров, судят о степени их загрязнения. В случае перепада давления масла примерно 1,0 МПа, происходит

переключение работы на запасной фильтр. Фильтрующие элементы остановленного фильтра, подвергаются замене.

После очитки масло поступает на регуляторы давления 5, которые с необходимым давлением обеспечивают подачу масла на узлы подшипников и соединительных муфт.

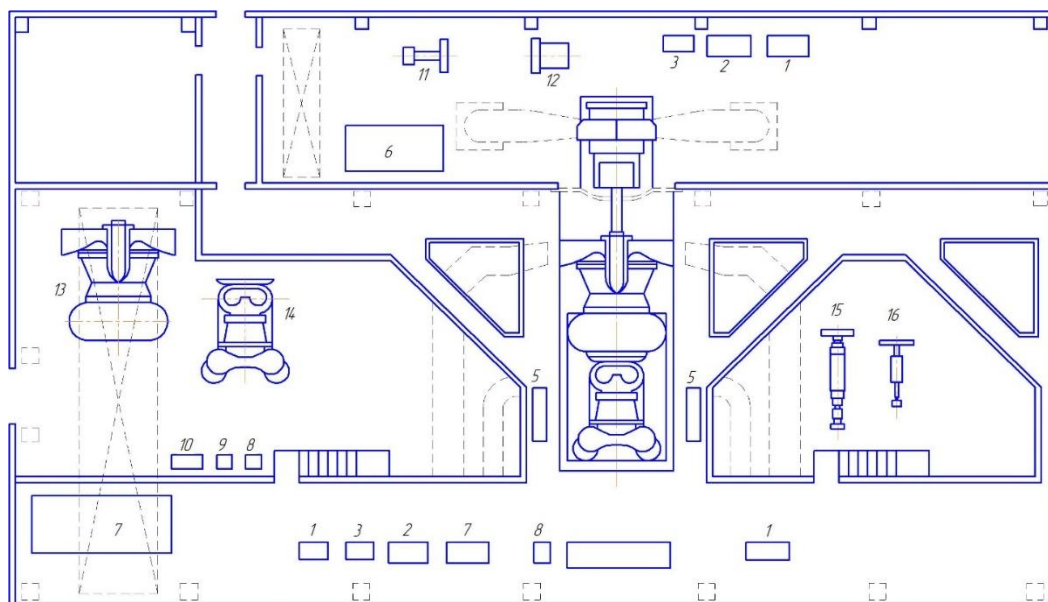
Далее масло из подшипников поступает по сливным трубопроводам обратно в масло бак 1. Температура подшипников агрегата и центробежного нагнетателя контролируется за счёт термосопротивления, установленные на сливных трубопроводах.

Уровень масла контролируется с помощью уровнемера, соединенного с микровыключателем датчика минимального и максимального уровня. Сигналы датчика введены в предупредительную сигнализацию агрегатной автоматики. Так же уровень масла контролируется визуально с помощью уровнемерной линейки, установленной на маслобаке [2].

9 Монтаж основного и вспомогательного оборудования ГПА

Перед началом монтажных работ должна быть обеспечена готовность:

- подъездных путей и механизмов для доставки оборудования от места выгрузки (или склада) до места установки;
- укрытия ГПА (индивидуальных укрытий или цеха), обеспечивающего температуру внутри не ниже +5 °С на отметке 0 м в зимнее время, а также защиту от атмосферных осадков и пыли;
- фундаментов и оснований для установки основного и вспомогательного оборудования;
- перекрытий, площадок, ограждений, лестниц согласно проекту;
- черных полов в турбинном отделении и в помещении нагнетателей цеха;
- комплекса оборудования и материалов, предусмотренных проектом производства работ.



1 – верстак; 2 – стол для дефектации; 3 – стеллаж; 4 – шкаф инструментальный; 5 – стеллаж; 6 – подъемно-транспортные приспособления для турбины; 7 – подъемно-транспортные приспособления для нагнетателя; 8 – сварочный пост электродуговой сварки; 9 – сварочный пост газовой сварки; 10 – компрессор воздушный; 11 – приспособление для извлечения гильзы нагнетателя; 12 – гильза нагнетателя; 13 – крышка ТНД и выхлопного патрубка; 14 – крышка турбокомпрессора; 15 – ротор ТВД; 16 – ротор ТНД

Рисунок 16 – Схема монтажа площадки размещения оборудования ГПА

Для освещения площадки и работы электроинструмента устанавливают щит с арматурой на напряжение 12 и 220 В. При совмещении работ монтажников и строителей, зону монтажа ограждают и вывешивают предупреждающие плакаты. Непосредственно рядом с монтажной площадкой оборудуют гардероб, устанавливают стол со шкафом для изучения документации и ее хранения [2].

9.1 Приемка под фундамент

Газотурбинный блок – это газовая турбина смонтированная на единой раме с нагнетателем природного газа. Данное исполнение предусматривает установку блоками, которые исключают разборку и ревизию.

В её состав входят: основной блок газоперекачивающего агрегата (ГПА в сборе на раме-маслобаке), вспомогательное оборудование, трубопроводная обвязка систем, маслопроводов, топливопроводов и воздухопроводов устанавливаемые в компрессорном цехе, фильтр тонкой очистки масла, компенсаторы, шкаф датчиков, панель манометров, инструмент и монтажные приспособления, комплект запасных частей, система централизованного контроля и управления, воздушные охладители масла и комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ). Предусматриваются приспособления для грузовых работ, их наличие обеспечивает завод-изготовитель.

Фундамент под установку ГТК-10 с смонтированными опорными блоками представлен на рисунке 17.

Перед началом монтажа газотурбинного привода на фундамент, необходимо проконтролировать высотные отметки опорных блоков, используя нивелир или гидростатический уровень. Все допустимые отклонения поверхностей высотных отметок содержатся в соответствующей документации на газоперекачивающий агрегат.

Горизонтальность площадок опорных блоков контролируется при помощи гидроуровня или рамного уровня.

Необходимо убедиться, чтобы прилегание клиньев 2 к опорным блокам 1 и друг к другу было плотное. Проверка осуществляется при помощи щупа и краски (рисунок 18). В случае неприлегания – произвести подгонку по месту.

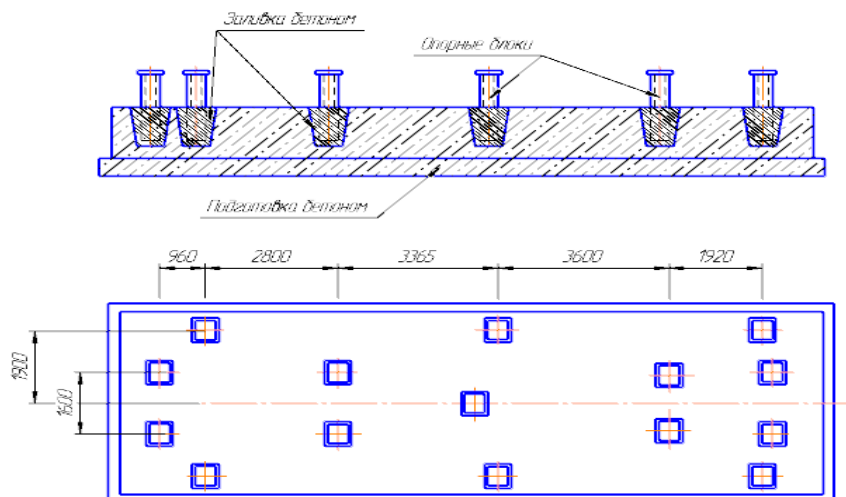
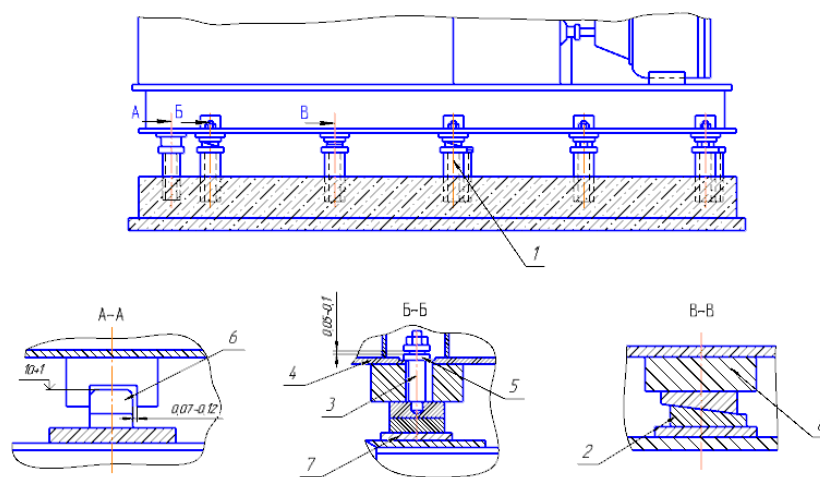


Рисунок 17 – Фундамент под монтаж ГТК-10

В соответствии с формуляром сборки агрегата на заводе-изготовителе определяется суммарная толщина подкладок 7 для каждой опоры. Расстояние между опорным блоком и опорной пластиной рамы-маслобака определяется с помощью клиновых домкратов. Следующие действия таковы:

- установить ГТК на клиновой домкрат или клинья, после чего определить промежуток между опорным блоком и пластиной рамы-маслобака расхождение должно быть в пределах $\pm 0,05$ мм;
- произвести смазку опорных поверхностей рамы-маслобака и сопрягаемого клина, используя сухой графит;
- смонтировать поочередно клинья и притянуть к опорным пластинам рамы-маслобака болтами 3 и гайкой 4, соблюдая зазор на расширение рамы-маслобака 0,05 – 0,1 мм (сечение Б-Б). Приварить между собой клинья, а также к опорным блокам.



1 – блок опорный; 2 – клин; 3 – шпилька дистанционная; 4 – гайка; 5 – шайба контрольная;
6 – шпонка; 7 – подкладка; 8 – опорная пластина рамы-маслобака.

Рисунок 18 – Установка агрегата на фундамент

Подогнать и смонтировать шпонку 6, зазор которой находится в пределах от 0,05 до 0,12 мм. Провести контроль на наличие свободного перемещения контрольных шайб 5. Проконтролировать центровку роторов силовой турбины и нагнетателя, в случае нестыковки перецентрировать.

Перед проведения монтажных работ газоперекачивающего агрегата, необходимо удостовериться, чтобы не было повреждений, а также деформаций ГПА. В случае обнаружения дефектов агрегаты вскрываются, производят ревизию и повторную комплектацию [2].

9.2 Монтаж блока нагнетателя

Монтаж блока нагнетателя выполняются специализированными монтажными организациями по специально разработанным проектам производства работ и инструкциям заводов-изготовителей или фирм поставщиков оборудования. Организация монтажных работ должна базироваться на принципах комплектно-блочного и крупноблочного монтажа на основе полной заводской готовности оборудования, изготовляемого в заводских условиях, поставке оборудования укрупненными узлами и блоками с заводов и производственных баз монтажных организаций.

Перед началом производства монтажных работ необходимо:

- очистить фундаментные стяжки (анкерные болты) и гайки от масла, грязи, ржавчины;
- промыть в керосине, вытереть хлопчатобумажной чистой ветошью;
- небольшие забоины, заусенцы заправить надфилем;
- болты с глубокими поперечными рисками или подрезами, вырывами и смятиями резьбы следует браковать;
- проверить отсутствие заедания при наворачивании на резьбу гайки;
- резьбу анкерных стяжек необходимо смазать маслографитовой смазкой.

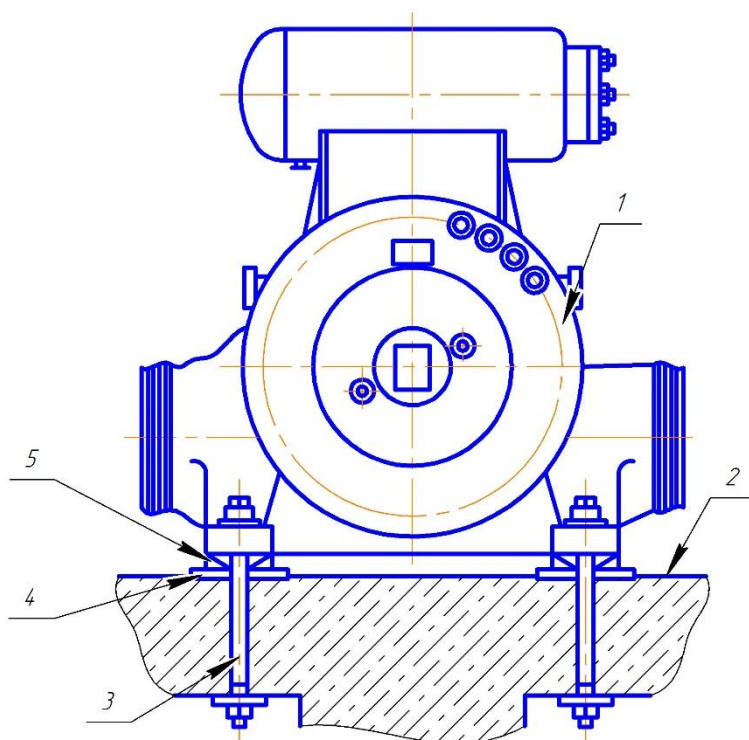
Очередность монтажа газоперекачивающего агрегата следующая:

- 1) нагнетатель;
- 2) турбогруппа и вспомогательное оборудование.

Монтируемое оборудование сначала устанавливают на деревянные бруски, а затем при помощи домкратов помещают на постоянные площадки: клиновые или плоские.

Монтаж нагнетателя (рисунок 19) выполняют с помощью кранов. Корпус нагнетателя устанавливают по оси фундамента на клиновые прокладки. Клиновые прокладки устанавливают по обе стороны каждого фундаментного болта согласно чертежу. Клиновые или плоские прокладки должны быть попарно и чисто обработаны, не иметь дефектов и плотно прилегать одна к другой. К опо-

рной поверхности закладной плиты (установочной подкладки) и опорной поверхности рамы нагнетателя прокладки должны прилегать не менее чем на 90 % своей площади. Пригонку клиньев во время установки под агрегат проверяют щупом толщиной 0,03 мм, а плотность их посадки – ударом молотка по звуку.



1 – нагнетатель; 2 – фундамент; 3 – анкерные стяжки; 4 – закладная плита; 5 – клиновые прокладки

Рисунок 19 – Установка нагнетателя на фундамент

Для проверки горизонтальности установки корпуса нагнетателя ориентируются по двум взаимно перпендикулярным направлениям уровня, укладываемому на разъем корпуса подшипника. Отклонение от горизонтальности не должно превышать 0,1 мм на 1 м. Расстояние от разъема корпуса подшипника до высотной отметки проверяют нивелиром; отклонение положения разъема от проектной высотной отметки не должно превышать ± 5 мм. Выверку нагнетателя проводят при помощи специальных отжимных болтов. Регулировка положе-

ния нагнетателя осуществляется подбивкой клиньев. Следующий этап монтажа нагнетателя является проверка положения осей всасывающего и нагнетательного патрубков относительно осей фундамента и относительно осей фундаментов разгрузочных опор [2].

9.3 Монтаж турбоблока

Турбоблок устанавливают на клинья по продольным и поперечным осям фундамента, ориентируясь на метки, нанесенные на фундаменте, после чего в колодцы закладываются анкерные болты.

После монтажа рамы турбоблока на клинья необходимо:

- проверить центровку между нагнетателем и турбиной;
- проверить расстояние от нагнетателя до турбогруппы;
- убедиться, что при монтаже турбины не произошло перемещения нагнетателя и сохранены расстояния от патрубков нагнетателя до опор, а также не произошло смещения и разворота нагнетателя вокруг его оси;
- проверить уклоны нагнетателя и турбины.

После центровки, производят заливку анкерных болтов. Затем при наборе необходимой прочности производят предварительную затяжку анкерных болтов. В процессе затяжки анкерных болтов в обязательном порядке необходимо убедиться, что обеспечена необходимая прочность заливки, для чего необходимо установить индикатор и проверить вытяжку анкерного болта.

Расположение рамы с турбоблоком, на первом этапе выверяют по высотным отметкам с применением домкратов и клиньев. При помощи гидростатического уровня определяют конечное расположение рамы в горизонтальной плоскости.

Центровку проверяют во всех случаях с помощью специального приспособления. Несоосность осей роторов не должна превышать 0,1 мм, а также перекос осей роторов не более 0,03 мм на диаметре тарелки приспособления [2].

9.4 Монтаж вспомогательного оборудования ГПА

Дымовые трубы, ВЗК, АВО и пр. устанавливают для каждой ГТУ на отдельные фундаментные площадки или постаменты, которые смонтированы на фундаментных опорах. Сборка рамы происходит на монтажной площадке, после чего монтируются краном на опоры. Рамы проверяют по осям, высоте и вертикали и фиксируют на опорах болтами.

Монтаж вспомогательного оборудования выполняют в соответствии с проектом производства работ автомобильными или гусеничными кранами. Внутри цеха применяют мостовой кран. Монтаж выполняют в определенной последовательности:

- монтаж всасывающего тракта с воздухозаборной камерой (ВЗК);
- затем воздухоподогреватели;
- утилизаторы и выхлопные трубы.

Монтаж остального оборудования производится в любой последовательности.

Перед тем как смонтировать ВЗК выполняют поочередную сборку и установку на опорах и подвесках всасывающего воздуховода. Воздуховод связывают с входным патрубком компрессора упругим компенсатором. Устанавливают систему подогрева циклового воздуха. Монтаж воздухоочистительного устройства производится из маркированных узлов и деталей. Монтаж конфузора, фильтров, устройств отсоса пыли, шумоглушителей, выполняются на монтажной площадке. Воздухозаборная камера (ВЗК) в цельном виде устанавливают на фундамент с подъёмного крана. На входе перед осевым компрессором монтируют защитную решетку.

Далее, на опоры монтируют воздухоподогреватели (регенераторы) трубчатого или пластинчатого типа. Установку оборудования выполняют с помощью передвижных кранов. Транспортировку и установку воздухоподогревателей производится с особой осторожностью, чтобы не нарушить их герметичность. После монтажа регенераторов на фундамент проводят испытания их воз-

духом на плотность. Воздуховоды монтируют после осмотра и очистки. Воздуховоды устанавливают от регенераторов к камере сгорания и от компрессора к регенераторам. Монтаж воздуховодов производят с помощью кранов на монтажной площадке. Узлы воздуховода монтируют с помощью автокранов или мостовых кранов. После установки заглушек производят пневматические испытания трубопроводов воздухом с избыточным давлением $1,25 P_{раб}$. Перед соединением фланцев воздуховодов производят проверку натяжения, проверяют регулировку зазоров в стяжных устройствах линзовых компенсаторов, следят чтобы соединение фланцев не вызывало перекоса корпуса компрессора турбоагрегата, отверстия на корпусе осевого компрессора предназначены для проверки зазоров в проточной части. Чтобы компенсировать линейные деформации на трубопроводах газотурбинной установки (ГТУ) применяют пружинные компенсаторы и скользящие опоры.

Газоходы устанавливаются между регенераторами и выхлопными патрубками газоперекачивающего агрегата. Они также выпускаются узлами, а затем собираются на монтажной площадке. При монтаже газовоздуховодов ГТУ производят регулировку натяжения пружин в опорах и подвесках. Завершающий этап сварки стыков газоходов осуществляется после проверки холодных натягов.

Дымовые трубы являются завершающим этапом по монтажу выхлопной системы. Дымовые трубы поступают на сборку в виде отдельных секций. Перед установкой секции сопрягают болтами, а внутри места сопряжения приваривают электросваркой. Для подъема дымовой трубы пользуются одним или двумя кранами сцепка происходит за верхние монтажные петли. Дымовую трубу в подвешенном состоянии выверяют по вертикали и фиксируют на фундаменте анкерами.

Узлы маслосистемы поставляются в виде отдельных блоков. В маслосистему входят следующие агрегаты: фильтры, винтовые масляные насосы уплотнения, резервный масляной насос, регуляторы давления, запорная арматура и

трубопроводы обвязки. Агрегаты монтируются на общей раме. Установка маслобака осуществляется мостовым краном на отметке 0. Возле маслобака монтируется на отдельной раме узел фильтров тонкой очистки. Возле нагнетателя устанавливается блок системы уплотнения, которая содержит в себе: поплавковую камеру, газоотделитель, регулятор перепада давления [2].

10 Техническое обслуживание ГПА

Для обеспечения долговечности газоперекачивающего оборудования необходимо техническое обслуживание.

Проводятся следующие виды работ:

- техническое обслуживание работающего или находящегося в резерве агрегата, включающего технические осмотры, проверки состояния, контроль и измерение рабочих параметров и другие виды работ в зависимости от времени наработки или нахождения ГПА в резерве;

- ревизию камеры сгорания и нагнетателя;
- средний и капитальный ремонты.

Содержание работ при техническом осмотре (ТО) включают в себя:

- осмотр воздухопроводов, газоходов и регенераторов на отсутствие утечек;
- целостность конструктивных элементов входного и выходного трактов, а также воздухозаборной камеры на отсутствие посторонних предметов;
- осмотр лестниц и площадок на отсутствие посторонних предметов;
- осмотр газопроводов, топливопроводов и арматуры на отсутствие утечек;
- осмотр трубопроводов высокого давления на отсутствие утечек воздуха;
- осмотр креплений агрегатов и трубопроводов к фундаментам и опорам;
- осмотр наружной изоляции и трубопроводов на предмет повреждений;
- осмотр проточной части ЦБН на отсутствие эрозийного износа [5].

Во время работы агрегата происходит естественный износ его деталей. К таким деталям в первую очередь относятся: втулки и вкладыши подшипников скольжения, подшипники качения, рабочие колеса.

Для обеспечения их долговечной работы необходимо:

- следить, за температурой подшипников турбокомпрессора, силовой турбины и нагнетателя - температура не должна превышать 80 °С;
- поддерживать необходимое количество смазки в подшипниковом узле.

Средний ремонт – вид работ на различных элементах ГПА, предназначенный для восстановления исходных рабочих характеристик агрегата при уменьшении номинальной мощности ГПА не больше 15 % и поддержание его безотказной работы до капитального ремонта.

При среднем ремонте обязательна дефектоскопия отработавших эксплуатационных узлов и деталей ГПА с заменой или ремонтом изношенных или поврежденных [2].

11 Технологическая схема компрессорной станции

Технологическая схема – безмасштабная схема сети трубопроводов (с оборудованием), при помощи которой обеспечивается выполнение всех операций по перекачке природного газа.

Технологическая обвязка КС предназначена для:

- приемки на компрессорную станцию природного газа из газопровода;
- очистки газа от механических примесей и влаги в пылеуловителях и газосепараторах;
- охлаждение газа после сжатия в АВО газа;
- вывода КЦ на стационарное «кольцо» при пуске и остановке;
- подачи газа в газопровод;
- транзитного прохода газа по магистральному газопроводу, минуя КС;

ГКС необходима для перекачки природного газа при недостаточном пластовом давлении. Головная КС является началом ГТС «Сахалин – Хабаровск –

Владивосток», $D_y = 1220$ мм, $p_{np} = 9,8$ МПа. Газ высокого давления через входные шаровые краны № 7, 7а узла подключения по всасывающим газопроводам-шлейфам поступает через входные коллекторы в пылеуловители (три пылеуловителя производительностью 15 млн. м³/сут каждый), где газ очищается от механических и жидких примесей. После пылеуловителей газ поступает на вторую степень очистки в газосепараторы, где происходит окончательное удаление влаги и механических примесей из газа. Газосепараторы устанавливаются последовательно за циклонными пылеуловителями.

После очистки, газ попадает во всасывающий коллектор трех газоперекачивающих агрегатов ГПА-10 (из них два рабочих и один резервный), где газ сжимается до проектного избыточного давления 9,8 МПа. Компримированный газ под давлением 9,8 МПа поступает в нагнетательный коллектор и далее по трубопроводам направляется к системе охлаждения газа включающей в себя шесть аппаратов воздушного охлаждения. После охлаждённый газ до температуры 30 – 35 °С направляется в газосепараторы для отделения, образовавшегося во время сжатия и охлаждения, конденсата. Далее газ следует в установку осушки газа (УОГ) для осушки газа от влаги. Затем осушенный газ поступает в магистральный газопровод.

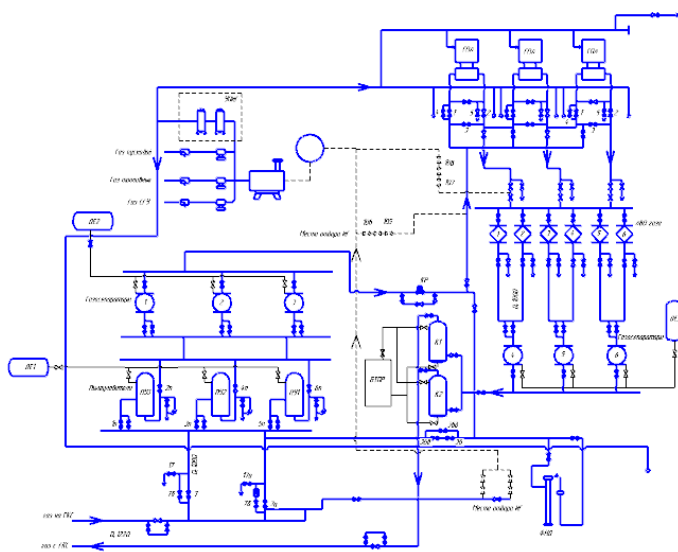


Рисунок 20 – Технологическая схема ГКС

Регулирующий кран предназначен для регулирования производительности перепуском газа и сброса газа при повышении давления более 0,4 МПа.

Компримирование газа осуществляется с помощью газоперекачивающих агрегатов ГПА-10 с нагнетателями типа 370-18-1.

Газ для собственных нужд отбирается в четырех точках: до крана № 20, после крана № 20, а также от входного и выходного шлейфа через краны № 105, 106 и 107, 108. После прохождения через блок подготовки газа (БПГ) газ направляется к газоперекачивающим агрегатам. Импульсный газ после осушки в адсорберах поступает к крановым узлам [2, 4].

12 Экономическое обоснование модернизации

12.1 Общие сведения об объекте проектирования

В данном проекте рассматривается модернизация противообледенительной системы газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом. Усовершенствование представляет собой установку вихревого насоса. Данная система в настоящее время не может позволить полного предотвращения обледенения на лопатках входного направляющего аппарата и входного тракта, что приводит к повышению расхода металла, и выводу из строя рабочих органов газовой турбины.

Для решения данной проблемы планируется, что будет установлен вихревой насос. Предлагаемое оборудование позволит избежать обледенения на входном направляющем аппарате, снизит затраты на металл и повысит температуру газовоздушной смеси во входном тракте.

Экономического эффекта от реализации данного проекта планируется достигнуть за счет:

- сокращения количества ТО и ТР;
- сокращения затрат на материалы;

12.2 Затраты на реализацию проекта

12.2.1 Затраты на приобретение насосного оборудования

Для системы приобретаются следующее: вихревой насос 2ВН1 810, асинхронный электродвигатель серии А4, воздухопровод и регулирующие клапана [6,7].

Затраты на приобретение необходимого для установки оборудования $Z_{об}$, руб., будем рассчитывать следующей формуле

$$Z_{об} = Ц \cdot K, \quad (38)$$

где $Ц$ – цена единицы продукции, руб.;

K – количество закупаемой продукции.

Таблица 7 – Затраты на приобретение оборудования

Закупаемая продукция	Наименование продукции	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
Оборудование	вихревой насос 2ВН1 810	шт.	1	601634	601634
	асинхронный электродвигатель серии А4	шт.	1	860220	860220
	воздухопровод	шт.	3	635	1905
	регулирующие клапан	шт.	2	37329	74658
Итого:					1538417

12.2.2 Расчет транспортно-заготовительных расходов

Расчёт транспортно-заготовительных расходов состоит из двух частей: во-первых, затрат на транспортировку оборудования к месту отправки, во-вторых, затрат на транспортировку оборудования на объект.

Затраты на транспортировку оборудования к месту отправки Z_o , руб.

$$Z_o = \frac{\sum Z \cdot a_T}{100}, \quad (39)$$

где $\sum Z$ – сумма затрат на приобретение оборудования, руб.;

a_T – норматив, примем 5 %.

$$Z_o = \frac{1538417 \cdot 5}{100} = 76920,85 \text{ руб.}$$

Затраты на транспортировку оборудования на объект Z_o , руб.

$$Z_o = \frac{\sum Z \cdot a_T}{100}, \quad (40)$$

где $\sum Z$ – сумма затрат на приобретение оборудования, руб.;

a_T – норматив, примем 15 %.

$$Z_{OM} = \frac{1538417 \cdot 15}{100} = 230762,55 \text{ руб.}$$

12.2.3 Расчет времени сварочно-монтажных работ

Найдем время монтажа и сварки необходимое для установки оборудования. Время работ сварщика будет состоять из времени на приварку воздухопровода к системе и времени установки арматуры. Время работ монтажника будет складываться из времени на закрепление насоса и двигателя к фундаменту, затем подключения к системе насосного оборудования. В сумме время работы сварщика составит 12 часов. Время на работы по установке насосного оборудования составит порядка 6 часов, а время подключения составит 4 часа.

Суммарное время работ составит $T_{общее}$, ч.

$$T_{общее} = T_1 + T_2 + T_3, \quad (41)$$

где T_1 – время работы сварщика;

T_2 – время закрепления;

T_3 – время подключения к системе.

$$T_{общее} = 12 + 6 + 4 = 22 \text{ ч.}$$

В процессе работы будут задействованы машинист крана, слесарь по ремонту технологических установок, стропальщик, разнорабочий и газоэлектросварщик, электрик.

12.2.4 Расчет заработной платы рабочих

Суммарная заработная плата включает в себя основную заработную плату, дополнительную заработную плату, премию (100 %), начисления районного коэффициента (80 %) и северных надбавок (80 %). Далее приведен расчет суммарной заработной платы $ЗП_{СМ}$, руб.

$$ЗП_{сум} = ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + П + РК + СН, \quad (42)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$П$ – премия, руб.;

$РК$ – районный коэффициент для Ногликского района Сахалинской области, руб.;

$СН$ – северная надбавка, руб.;

$О$ – отчисления в пенсионный фонд и страховые взносы, руб.

Определение тарифной ставки газоэлектросварщика 5 разряда исходя из заработной платы за месяц $ТС$, руб.

$$ТС = \frac{ЗП_{мес}}{n_{д} \cdot 8}, \quad (43)$$

где $ЗП_{мес}$ – заработная плата за месяц, руб.;

$n_{д}$ – количество рабочих дней в месяце.

$$ТС = \frac{70000}{28 \cdot 8} = 312,5 \text{ руб.}$$

Определение основной заработной платы газоэлектросварщика $ЗП_{осн}$, руб.

$$ЗП_{осн} = ТС \cdot T_{сварщика}, \quad (44)$$

где $ТС$ – тарифная ставка, руб.;

$T_{сварщика}$ – время работы сварщика, ч.

$$ЗП_{осн} = 312,5 \cdot 12 = 3750 \text{ руб.}$$

Определение дополнительной заработной платы за тяжелые условия труда $ЗП_{доп}$, руб.

$$ЗП_{доп} = 0,12 \cdot ЗП_{осн}, \quad (45)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

$$ЗП_{доп} = 0,12 \cdot 3750 = 450 \text{ руб.}$$

Начисление премии $П$, руб.

$$П = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot 100\%, \quad (46)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

$$П = (3750 + 450) \cdot 100\% = 4200 \text{ руб.}$$

Надбавка за районный коэффициент $РК$, руб.

$$РК = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + П) \cdot 80\%, \quad (47)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$П$ – начисление премии, руб.;

80 % – процент надбавки в Сахалинской области.

$$РК = (3750 + 450 + 4200) \cdot 80\% = 6720 \text{ руб.}$$

Северные надбавки $СН$, руб.

$$CH = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + П) \cdot 80\% , \quad (48)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$П$ – начисление премии, руб.;

$$CH = (3750 + 450 + 4200) \cdot 80\% = 6720 \text{ руб.}$$

Определим отчисления в ПФ и ФСС.

Страховые отчисления составляют 30 % от заработной платы O , руб.

$$O = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + П + РК + CH) \cdot 30\% , \quad (49)$$

где $П$ – начисление премии, руб.;

$РК$ – надбавка за районный коэффициент, руб.;

CH – северная надбавка, руб.

$$O = (3750 + 450 + 4200 + 6720 + 6720) \cdot 30\% = 6552 \text{ руб.}$$

Страховые взносы за производственный травматизм, составляют 0,2 % от основной заработной платы $CB_{травматизм}$, руб.

$$CB_{травматизм} = (3750 + 450 + 4200 + 6720) \cdot 0,2\% = 30,24 \text{ руб.}$$

Суммарная заработная плата газосварщика 5 разряда рассчитывается по формуле $ЗП_{сум}$, руб.

$$ЗП_{сум} = 3750 + 450 + 4200 + 6720 + 6720 = 21840 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы остальных сотрудников будем считать аналогичным образом, с учетом времени работы (таблица 8).

Таблица 8 – Расчет заработной платы рабочих

Профессия	Тарифная ставка руб/ч.	Количество часов	З/п за отработанное время руб.	Дополнительная з/п руб.	Премия руб.	Районный коэффициент руб.	Северная надбавка руб.	Итог
Машинист крана	290,18	7	2031,25	243,75	2275	3640	3640	11830
Слесарь РТУ	267,86	7	1875	225	2100	3360	3360	10920
Стропальщик	245,54	8	1964,29	235,71	2200	3520	3520	11440
Разнорабочий	178,57	8	1428,57	171,43	1600	2560	2560	8320
Электрик	267,86	5	1339,29	160,71	1500	2400	2400	7800

Итоговое количество затрат по каждому из сотрудников сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Затраты на заработную плату сотрудникам

Профессия сотрудника	Месячная заработная плата, руб.	Количество часов работы, час.	Итоговая заработная плата, руб.
Газоэлектросварщик	70000	9	21840
Машинист крана	65000	7	11830
Слесарь РТУ	60000	7	10920
Стропальщик	55000	8	11440
Разнорабочий	40000	8	8320
Электрик	60000	5	7800
Итого:			71790

12.2.5 Итоговые затраты за первый год реализации проекта

Определим итоговые затраты на реализацию проекта

$$Z_{\text{проекта}} = Z_{\text{приоб}} + Z_{\text{зарплата}} + TЗР, \quad (50)$$

где $Z_{\text{приоб}}$ – затраты на приобретение оборудования, руб.;

$Z_{\text{зарплата}}$ – заработная плата рабочим, руб.;

$TЗР$ – транспортно-заготовительные расходы, руб.

$$Z_{\text{проекта}} = 1538417 + 71790 + 307683,4 = 1917890,4 \text{ руб.}$$

12.2.6 Затраты на приобретение материалов

Для системы приобретаются следующее оборудование: ресивер, воздухопровод, ротор для компрессора и обратный клапан [7].

Затраты на приобретение необходимого для установки оборудования $Z_{об}$, руб., будем рассчитывать следующей формуле

$$Z_{об} = Ц \cdot K, \quad (51)$$

где $Ц$ – цена единицы продукции, руб.;

K – количество закупаемой продукции.

Таблица 10 – Затраты на приобретение материалов

Закупаемая продукция	Наименование продукции	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
Оборудование	Ресивер $V=10 \text{ м}^3$	шт.	1	1500000	1500000
	Ротор для осевого компрессора	шт.	1	2300000	2300000
	Воздухопровод	шт.	4	635	2540
	Обратный клапан	шт.	1	35000	35000
Итого:					3837540

12.2.7 Расчет транспортно-заготовительных расходов

Расчёт транспортно-заготовительных расходов состоит из двух частей: во-первых, затрат на транспортировку оборудования к месту отправки, во-вторых, затрат на транспортировку оборудования на объект.

Затраты на транспортировку оборудования к месту отправки Z_o , руб.

$$Z_o = \frac{\sum Z \cdot a_T}{100}, \quad (52)$$

где $\sum Z$ – сумма затрат на приобретение оборудования, руб.;

a_T – норматив, примем 5 %.

$$Z_o = \frac{3837540 \cdot 5}{100} = 191877 \text{ руб.}$$

Затраты на транспортировку оборудования на объект Z_o , руб.

$$Z_o = \frac{\sum Z \cdot a_T}{100}, \quad (53)$$

где $\sum Z$ – сумма затрат на приобретение оборудования, руб.;

a_T – норматив, примем 15 %.

$$Z_o = \frac{3837540 \cdot 15}{100} = 575631 \text{ руб.}$$

12.2.8 Расчет времени сварочно-монтажных работ

Найдем время сварки и монтажа необходимое для установки и замены ротора осевого компрессора. Время работ сварщика монтажника будут складываться из времени на приварку воздухопровода и обратного клапана к системе, это время составит 14 часов. Время на соединения ресивера к системе составит порядка 8 часов, время на замену ротора составит 12 часов.

Суммарное время работы составит $T_{общее}$, ч.

$$T_{общее} = T_1 + T_2 + T_3, \quad (54)$$

где T_1 – время приварки воздухопровода и обратного клапана;

T_2 – время соединения ресивера;

T_3 – время замены ротора.

$$T_{общее} = 14 + 8 + 12 = 34 \text{ ч.}$$

В процессе работы будут задействованы машинист крана, слесарь по ремонту технологических установок, стропальщик, разнорабочий и газоэлектросварщик.

12.2.9 Расчет заработной платы рабочих

Расчет заработной платы ведется аналогичным образом что и пункте 12.2.4, с учетом времени работы. Сведем расчет в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет заработной платы рабочих

Профессия	Тарифная ставка руб/ч.	Количество часов	З/п за отработанное время руб.	Дополнительная з/п руб.	Премия руб.	Районный коэффициент руб.	Северная надбавка руб.	Итого
Машинист крана	290,18	34	9866,1	1183,9	11050	17680	17680	57460
Слесарь РТУ	267,86	15	4017,86	482,14	4500	7200	7200	23400
Стропальщик	245,54	22	5401,79	648,21	6050	9680	9680	31460

Окончание таблицы 11

Разнорабочий	178,57	34	6071,43	728,57	6800	10880	10880	35360
Газоэлектросварщик	312,5	22	6875	825	7700	12320	12320	40040
Итого:								187720

12.2.10 Итоговые затраты за первый год реализации проекта

Определим итоговые затраты на реализацию проекта

$$Z_{\text{проекта}} = Z_{\text{приоб}} + Z_{\text{зарплата}} + TЗР, \quad (55)$$

где $Z_{\text{приоб}}$ – затраты на приобретение материалов, руб.;

$Z_{\text{зарплата}}$ – заработная плата рабочим, руб.;

$TЗР$ – транспортно-заготовительные расходы, руб.

$$Z_{\text{проекта}} = 3837540 + 767508 + 187720 = 4792768 \text{ руб.}$$

12.3 Сравнение затрат с первым и вторым вариантом

Анализ затрат конструкции с применением гибких стяжек и конструкции с применением игл приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Анализ затрат предлагаемых конструкций

Показатель затрат, руб.	Изменение конструкции осевого компрессора, руб.	Без изменения конструкции (подключение насоса) руб.
Затраты на оборудование	3837540	1538417
Затраты на монтаж	767508	307683,4
Затраты на проведение ТР	479276,8	191789,04
Затраты на проведение ТО и ТР (воздухоподогревателя)	329252	164626
Итого:	5413577	2202515,4

Затраты на текущий ремонт составляют 10 % от стоимости оборудования в год. Найдем затраты на проведение ТР входного тракта для первой конструкции по формуле:

$$З_{ТР} = 0,1 \cdot З_{проекта} \quad (56)$$

где 0,1 – 10 % от стоимости оборудования;

$З_{проекта}$ – итоговые затраты за первый год реализации проекта, руб.

$$З_{ТР} = 0,1 \cdot 4792768 = 479276,8 \text{ руб.}$$

Для второй конструкции

$$З_{ТР} = 0,1 \cdot 1917890,4 = 191789,04 \text{ руб.}$$

Стоимость воздухоподогревателя 823130 рублей. В соответствии с планом их проводиться два. Для второго варианта, на 2 текущих ремонта (ТР) в год тратиться 164626. В следствии ненадежности первой конструкции, количество

(ТР) возрастает. Так при использовании первой конструкции вместо 2-ух (ТР) может понадобиться 4 (ТР) – 329252 руб.

Затраты на оборудования для первого варианта составляют 3837540 руб. После модернизации, благодаря меньшей металлоёмкости они уменьшаться.

Затраты на монтаж составляют для первого варианта 767508. Планируется, что после монтажа второй конструкции затраты уменьшаться, благодаря меньшей трудоемкости и простоте конструкции.

Затраты на проведения ТР входного тракта для первой конструкции составляют 479276,8 руб. После модернизации, благодаря надежности конструкции затраты на ТР составят 191789,04 руб.

12.4 Определение экономического эффекта реализации проекта

Таким образом, экономический эффект от реализации проекта составляет $\mathcal{E}_{эф}$, руб.

$$\mathcal{E}_{эф} = \mathcal{Z}_1 - \mathcal{Z}_2, \quad (57)$$

где \mathcal{Z}_1 – затраты на первую конструкцию, руб.;

\mathcal{Z}_2 – затраты на вторую конструкцию, руб.

$$\mathcal{E}_{эф} = 5413577 - 2202515,4 = 3211061,6 \text{ руб.}$$

Экономический эффект составляет 3211061,6 рублей.

Наглядно содержание затрат первой и второй конструкции можно увидеть на рисунках 27 и 28 соответственно.

Сравнение затрат можно увидеть на рисунке 29.



Рисунок 21 – Содержание затрат для первой системы с изменением конструкции осевого компрессора



Рисунок 22 – Содержание затрат для второй системы без изменения конструкции

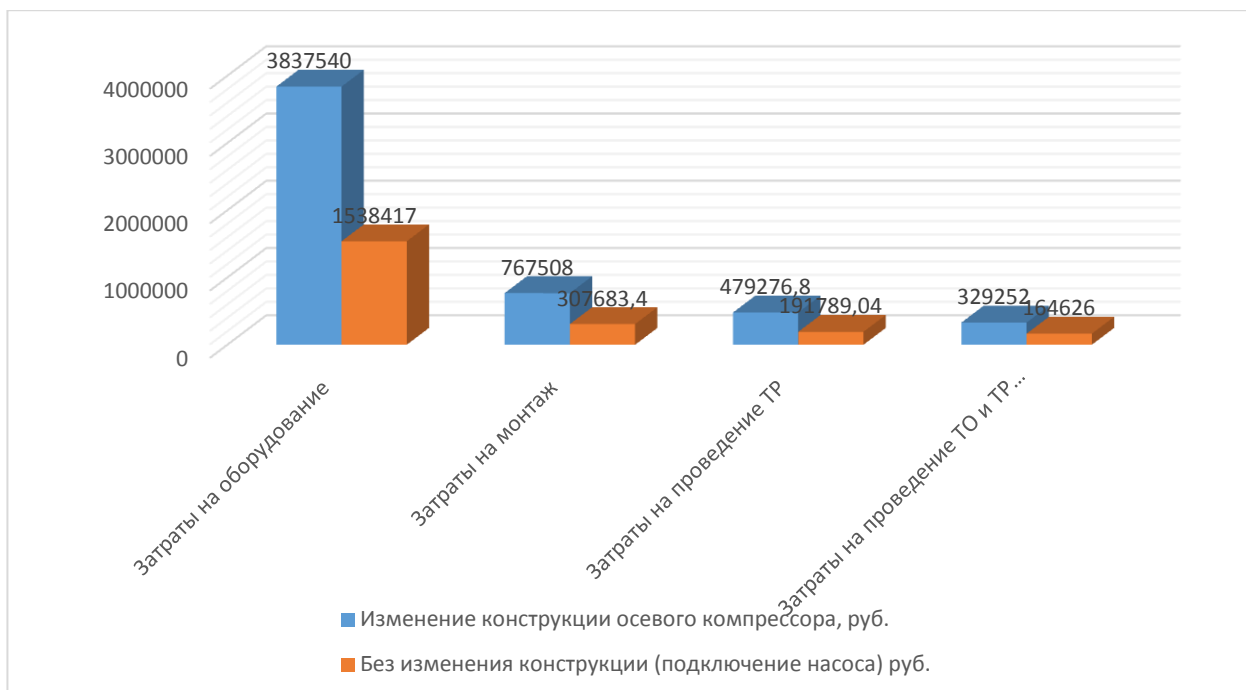


Рисунок 23 – Сравнение годовых затрат в рублях

12.5 Вывод об экономической эффективности проекта

Исходя из проведенного анализа экономической эффективности реализации проекта, расчета необходимых затрат, была выявлена экономия средств только за первый год осуществления проекта в размере 3211061,6 рублей. Эффект от второй конструкции будет проявляться не только в качестве экономической выгоды, но и как улучшение показателей надежности, экологичности и безопасности производства на компрессорной станции.

13 Безопасность и экологичность

Нефтегазовая промышленность представляет собой совокупность опасных производственных объектов и процессов повышенного риска, взрыво- и пожароопасности, а также угрозу здоровью и жизни человека.

Высокий риск взрыво- и пожароопасности связан в основном с высокой аварийностью, вызванной разгерметизацией внутри- и межпромысловых трубопроводов, сосудов, агрегатов, износом оборудования, несоблюдением правил техники безопасности.

Главной целью производственной безопасности является стремление к полному исключению аварийных ситуаций при работе с оборудованием или сведение их последствий к минимальному ущербу для здоровья людей и окружающей среды.

13.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Головная компрессорная станция (ГКС) предназначена для транспортировки газа по газотранспортной системе «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

ГКС расположена в Ногликском районе Сахалинской области, на местности со слабо развитой дорожной системой, включая морской путь.

При обслуживании помещений газотурбинных установок и зала нагнетателей возможны следующие опасные и вредные производственные факторы:

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- пониженная контрастность;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- пожароопасность.

Химические факторы: токсические, раздражающие и канцерогенные, проникающие через органы дыхания, кожные и слизистые покровы. Такие как, загазованность рабочей зоны окисью углерода и азотом, работа с ацетоном и покрасочные работы.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

Возможные аварийные ситуации при обслуживании газотурбинных установок:

- утечка газа при сильном износе подшипников приводит к повышению загазованности помещения и возможности возгорания газозвушной смеси от нагрева поверхности оборудования;
- разрушение ГПА во время проведения пусковых и остановочных работ;
- террористические акты или акты вандализма.

13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Производственные работы и обслуживание оборудования производятся круглый год в помещении.

ГКС расположена во II климатическом регионе, III климатическом поясе [11,12].

В годовом разрезе преобладающими являются ветры западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,6 м/с. Средняя годовая температура воздуха составляет $-1,8$ °С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха $-18,0$ °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет $+13,2$ °С. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (-48 °С), а абсолютный максимум – в июне и июле ($+37$ °С) [11,12].

При обслуживании оборудования рекомендуется размещать персонал в отапливаемом жилом фонде с наличием горячей и холодной воды [13].

В зимний период рекомендуется выдавать рабочим зимнюю утепленную спецодежду, и разместить рядом с рабочей зоной пункты обогрева с горячей питьевой водой.

В летний период помещение обеспечить системой вентиляции.

13.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования

Концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также уровни шума и вибрации на рабочих местах не должны превышать установленных нормативов [14, 15, 16].

Зоны с уровнем шума от работающих машин и агрегатов свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха, а также пребывание рабочих в зоне с уровнем звука выше 135 дБА не допускается [17].

При производстве работ в ночное время необходимо освещение рабочего места. Искусственное освещение производственного помещения должно отвечать нормативным требованиям и быть не менее 200 лк [18].

Рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток должны быть освещены. Минимальное значение освещенности на рабочем месте должно быть не менее 50 лк [18].

При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 12 В [19].

Машинистам технологических компрессоров выдается следующий комплект СИЗ:

- комбинезон хлопчатобумажный;
- рукавицы комбинированные;

- ботинки кожаные;
- противогаз;
- каска защитная;
- наушники противозумные;
- куртка на утепляющей прокладке;
- брюки на утепляющей прокладке;
- сапоги кожаные утепленные [20].

Операторам технологических установок и слесарям по ремонту технологических установок дополнительно к комплекту СИЗ выдаются перчатки диэлектрические, очки защитные, респиратор и пояс предохранительный.

Электрогазосварщикам выдается комплект СИЗ: костюм сварщика; ботинки кожаные с жестким подноском (или валенки с резиновым низом для зимнего периода); наколенники, перчатки диэлектрические, перчатки для защиты от повышенных температур; каска защитная с подшлемником, очки защитные, щиток защитный лицевой с креплением на каску и респиратор [19].

На случай аварии должно храниться необходимое количество комплектов аварийных изолирующих противогазов, прорезиненный костюм, аварийный инструмент, прокладочный материал, запасные детали, взрывозащищенные аккумуляторные светильники [21].

13.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Природный газ в основном состоит из метана 77-98% имеет класс опасности IV, величина ПДК составляет более 10 мг/м³ [22].

При обслуживании оборудования должен быть организован контроль воздушной среды. Для проведения анализа воздушной среды используются газоанализаторы, предназначенные для определения ПДК веществ в воздухе рабочей зоны в весовых (мг/м³) или объёмных величинах (% об.).

Воздушная среда контролируется непосредственно перед началом, после каждого перерыва, в течение всего времени выполнения и после окончания ра-

бот, а также по первому требованию рабочих. При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра). Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение [21].

Осветительное и технологическое оборудование должно иметь взрывозащищённое исполнение под напряжением не более 12 В. На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты. Электрооборудование и электроинструменты должны быть заземлены медным проводком, а также иметь аппараты защиты от тока короткого замыкания и перегрузок [21].

Основным источником воспламенения при обслуживании оборудования является электроопасность. Корпуса компрессоров, сосудов, насосов, электродвигателей, щитов, и металлические площадки, на которых установлено дополнительное оборудование, необходимо заземлить, а на видном месте вывесить надпись: «Без заземления не включать!». Не допускается одновременное устройство защитного заземления и зануления сети, питающейся от одного источника [21].

Вся передвижная техника в охранной зоне ГКС должна быть обеспечена искрогасителями.

13.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Важное значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы парами углеводородов, с последующей возможностью их взрыва и пожара.

Источниками возникновения пожара являются:

- возгорание газовой смеси от поверхностей, нагретых до высокой температуры;
- молнии; скопившееся статическое электричество;

- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- открытые огневые работы (сварка, резка, шлифовка, припайка);
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение техники безопасности и т.п.).

Для транспортировки природного газа необходимо увеличить давление на выходе из станции путем компримирования на компрессорных установках. Образовавшийся в процессе сжатия газ относится ко 2 классу опасности [23]. Метан относится к группе взрывоопасной смеси Т1 и к категории взрывоопасности смеси ПА [24, 25]. Температура вспышки метана составляет 187,8 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 4,4 % (нижний) и 17 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 7 г/м³ [25].

По взрывопожароопасности ГПА относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [26]. Территория рядом с ГПА относится к 2 классу взрывоопасности [27].

Все применяемое электрооборудование относится ко II группе с очень высокой степенью обеспечиваемой взрывозащиты [28].

На территории ГКС должна быть предусмотрена автоматическая сигнализация о пожаре. На каждом участке технологического оборудования должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые (2 шт) или углекислотные (2 шт);
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м (1 шт);
- лопаты, топоры, ломы;
- ящик с песком [21].

13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

ГКС после ввода в эксплуатацию имеет категорию по ГО – не категорированный объект [29].

Сжатие газа в ГПА является непрерывным технологическим процессом. Рабочий персонал на территории находится только во время обходов и ремонта оборудования.

Все работающие полностью обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Во время производственного процесса возможно наличие внешних источников для образования вторичных поражающих факторов: стоянки машин и механизмов, площадки для оборудования, склады ГСМ, а также горючие отходы и горючий мусор.

Для предотвращения утечек газа должны быть установлены газоуловители.

Пожаробезопасность территории ГКС обеспечивается строгим соблюдением нормативных требований [21, 30, 31, 32].

На территории станции проводятся следующие противопожарные мероприятия: устанавливается охранная зона, по 25 м с каждой стороны; периодическая вырубка кустарника и другой поросли в пределах 3 м и на территории ГКС.

Все работники, занятые на производстве, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Перед началом и во время проведения огневых работ должен осуществляться контроль за состоянием парогазовоздушной среды в рабочей зоне. Перед началом газоопасных работ должен быть оформлен наряд-допуск и проводиться инструктаж допущенных к работам.

Стоянки машин и механизмов, площадки для оборудования, склады горюче-смазочных материалов должны быть размещены на отдельной отведенной площадке. Выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания машин должны быть оборудованы искрогасителями.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

С целью предотвращения террористических актов и актов вандализма необходимо патрулирование охранной зоны станции.

13.7 Экологичность проекта

При сгорании топлива в ГПА, образуются вредные вещества. К ним относятся: азот, углекислый газ, окислы серы, углеводороды, двуокись углерода. Для компрессора номинальная величина вредных выбросов, следующая: азот (NO_2) – 21,9 г/м³, углерод (CO) – 2,9 г/м³.

Наиболее вредные выбросы – это окислы азота, серы, окись углерода.

К мероприятиям по снижению вредных выбросов, в составе выхлопных газов относятся:

- применение фильтров;
- модернизация камер сгорания;
- применение катализаторов.

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются: метанол; соли; нефтепродукты; диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

Очистку сточных вод осуществляют на очистных сооружениях с применением флотационных установок и нефтеловушек. Очистку хозяйственных бытовых отходов осуществляют биологическим методом. Для очистки вод от метанола, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля прибегают только к микробиологическому методу.

На территории КС предусматриваются следующие места хранения токсичных отходов:

- иловые площадки;
- ёмкости для нефтяных отходов;
- площадка для сбора твердых бытовых отходов;
- нефтесодержащие отходы (площадка ёмкостей).

Мероприятия по использованию отходов:

- после подсушки ила применяют в сельском хозяйстве (удобрения);
- нефтеотходы проходят на заводе переработки нефти, либо сжигают в циклонных печах;

- твердые бытовые отходы проходят переработку в качестве вторичного сырья.

Для восстановления и охраны земель принимают следующие меры:

- рекультивация земель;
- посадка деревьев, посев трав для защиты от ветровой эрозии;
- уменьшение земли под строительство объектов;
- предупреждение загрязнения земель отходами производства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была спроектирована головная компрессорная станция ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», а также предложена модернизация противообледенительной системы. Для достижения данных целей были произведены расчеты по подбору газоперекачивающего оборудования и нагнетателя, проведены анализ сравнения двух систем против обледенения, оценка экономической эффективности проекта и его экологичности.

В результате экономического расчета было выявлено, что экономический эффект от реализации противообледенительной системы без изменения конструкции ОК составит 3211061,6 рублей.

Применение в противообледенительной системе вихревого насоса (2ВН1 – 810) позволит уменьшить образования наледи и инея на ВЗК, что улучшит надежность входного направляющего аппарата и рабочих колес газовой турбины, тем самым снизит затраты на ТО и ТР оборудования предназначенного для сжигания и подогрева атмосферного воздуха. Затраты на приобретение дополнительного оборудования уменьшатся по сравнению с первым вариантом, так как данный вариант обладает меньшей металлоёмкостью и трудоемкости.

В последующие годы при отсутствии затрат на модернизацию, с ежегодным индексированием заработной платы рабочих и увеличения платы за электроэнергию, экономический эффект будет иметь большее значение.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла;
- БТПГ – блок установки топливного и пускового газа;
- ВЗК – воздухозаборная камера;
- ВНА – входной направляющий аппарат;
- ГО – гражданская оборона;
- ГТК – газотурбинный компрессор;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ГПА – газоперекачивающий агрегат;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ГКС – головная компрессорная станция;
- ГТС – газотранспортная система;
- ИГ – импульсный газ;
- КС – компрессорная станция;
- КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- МГ – магистральный газопровод;
- ОК – осевой компрессор;
- ПГ – природный газ;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СГУ – «сухое» газодинамическое уплотнение;
- ТНД – турбина низкого давления;
- ТВД – турбина высокого давления;
- ТО – техническое обслуживание;
- ТР – технический ремонт;
- ЦБН – центробежный нагнетатель.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Официальный сайт ОАО «ГАЗПРОМ» [сайт]. – ГАЗПРОМ, 2003 – 2015.
– Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/>.
- 2 Казаченко, А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов: учебник / А. Н. Казаченко. – Москва : Нефть и газ, 1999. – 463 с.
- 3 Центробежные компрессорные машины и турбины для их привода: отраслевой каталог / В.Е. Евдокимов, Ю.Г. Корсов, А.А. Столяров [и др.] – Москва: Научно-исследовательский институт экономики, организации производства и технико-экономической информации в энергетическом машиностроении, 1982. – 238 с.
- 4 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов [и др.] – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
- 5 РТМ 108.022.105 – 77 Регламент технического обслуживания газотурбинных перекачивающих агрегатов. – Введ. 1.01.1980. – Москва: ЦКТИ им. Ползунова, спецуправлением «Оргэнергогаз», «ВНИИГАЗ», 1980. – 11 с.
- 6 Каталог нагнетательного оборудования «Зенова» [сайт]. – «Зенова», 2006 – 2016. – Режим доступа: <http://zenova.ru/>.
- 7 Официальный сайт ОАО «Бийский котельный завод» [сайт]. – Бийский котельный завод, 2004 – 2016. – Режим доступа: <http://www.bikz.ru>.
- 8 ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.76. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 8 с.
- 9 ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.92. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 11 с.
- 10 ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.

11 СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия. – Взамен главы СНиП II-6-74; введ. 01.01.1987. – Москва: ИБ Нормирование, стандартизация и сертификация в строительстве, 2003. – 31 с.

12 СНиП 23-01-99 Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01-82; введ. 01.01.2000. – Москва: ГосстройРоссии, 2003. – 342 с.

13 СанПиН 2.1.2.2645-10 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях. – Взамен СанПиН 2.1.2.1002-00; введ. 15.07.2010. – Москва: Роспотребнадзор, 2010. – 29 с.

14 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; введ. 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 48 с.

15 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.023-80; введ. 01.11.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 27 с.

16 ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Взамен ГОСТ 12.1.012-90; введ. 01.07.2008. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 20 с.

17 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.1996. – Москва: Госкомсанэпиднадзор РФ, 1996. – 8 с.

18 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва: МинрегионРоссии, 2011. – 74 с.

19 ТОИ Р-112-17-95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения; введ. 01.08.1995. – Москва: СКБ "Транснефтеавтоматика", 1995. – 6 с.

20 Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам жилищно-коммунального хозяйства, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением: при-

каз Минздравсоцразвития РФ от 03.10.2008 N 543н // Российская газета. – 2014. – 28 мая.

21 ВППБ 01-04-98 Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности; введ. 18.06.1998 – Москва: ООО"ГАЗПРОМ", 1998. – 105 с.

22 ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. - Взамен ГОСТ 5542-87.; введ. 01.07.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 8 с.

23 ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Взамен ГОСТ 19433-81; введ. 01.01.90. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с.

24 ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – Введ. 15.02.2014. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 23 с.

25 ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – Введ. 15.02.2014. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

26 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

27 ГОСТ 31610.10-2012 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. – Введ. 15.02.2014. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 51 с.

28 ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 56 с.

29 Постановление 1149 О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне // Российская газета. – 2015. – 21 мая.

30 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон Российской Федерации от 22.07.2008 №123-ФЗ // КонсультантПлюс. – 2016. – 20 апр.

31 СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – Взамен СНиП 2.01.02-85*; введ. 01.01.1998. – Москва: Госстрой России, ГУП ЦПП, 1999. – 28 с.

32 О противопожарном режиме: постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 // КонсультантПлюс. – 2016. – 20 апр.

33 ГОСТ 30319.1 – 96 Метод расчета физических свойств природного газа. – Введ. 12.04.1996 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 20 с.

34 СНиП 89 – 80 Генеральные планы промышленных предприятий. – Взамен СНиП II – М.1 – 71; Введ. 1.11.1994. – Москва: Госстрой СССР, 1994. – 44 с.

35 ОНТП 51-1 – 85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. – Взамен ВСН 51-2 – 79; Введ. 29.10.1985. – Москва: Мин.газпром, 1985. – 88 с.

36 Дмитриева, Т. В. Составление генеральных планов нефтеперекачивающих и компрессорных станций: учебное пособие / Т. В. Дмитриева, Р. А. Фазлетдинов, М.А. Иляева. – Уфа : Уфимский гос. нефтяной тех. ун-т, 2007. – 27 с.

37 ГОСТ Р 52079 – 2003 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктов. – Введ. 9.06.2003. – Москва: Госстандарт России, 2003. – 33 с.

38 Арсеньев, Л. В. Стационарные газотурбинные установки: справочник / Л. В. Арсеньев, В. Г. Тырышкина; под. общ. ред. Л. В. Арсеньева, В. Г. Тырышкина. – Санкт-Петербург: Машиностроение, 1989. – 545 с.

39 Новоселов, В. Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов: учебное пособие для вузов / В. Ф. Новоселов, А. И. Гольянов, Е. М. Муфтахов. – Москва: Недра, 1982. – 136 с.

40 Аберков, А. С. Монтаж оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов: справочное пособие / А. С. Аберков, Л. В. Ильин. – Москва: Недра, 1989. – 156 с.

41 Седых, З. С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом: учеб. пособие / З. С. Седых. – Москва: Недра, 1990. – 203 с.

42 Ревзин, Б. С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты: учебник / Б. С. Ревзин. – Москва: Недра, 1986. – 215 с.

43 ЗАО «Ухтинский экспериментально-механический завод» [сайт]. – Ухтинский экспериментально-механический завод, 2016. – режим доступа: <http://uemz.com>.

44 Терехов, А. Н. Борьба с шумом на компрессорных станциях: учеб. Пособие / А. Н. Терехов. – Москва: Недра, 1985. – 182 с.

45 Дятлов, В. А. Оборудование, эксплуатация и ремонт и ремонт магистральных газопроводов: учеб. Пособие / В. А. Дятлов, В. М. Михайлов, В. И. Яковлев. – Москва: Недра, 1990. – 222 с.

46 Микаэлян, Э. А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов: учебник / Э. А. Микаэлян. – Москва: Недра, 1996. – 304 с.

47 Ревзин, Б. С. Газотурбинные установки для транспорта газа: справочное пособие / Б. С. Ревзин, И. Д. Ларионов. – Москва: Недра, 1991. – 303 с.

48 Скрыпник, С. З. Отопительные и вентиляционные установки в нефтяной и газовой промышленности: учебник / С. З. Скрыпник, Я. И. Френкель. – Москва: Недра, 1968. – 184 с.

49 Моверман, Г. С. Ремонт газоперекачивающих агрегатов: учебник / Г. С. Моверман, И. И. Радчик. – Москва: Недра, 1986. – 197 с.