

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный университет»

Кафедра машин и аппаратов химических и пищевых производств

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ С ГАЗОТУРБИНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Методические указания

Составители:
С.В. Антимонов,
С.П. Василевская

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательным программам высшего образования по направлениям подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование, 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, 18.03.01 Химическая технология

Оренбург
2021

УДК 621.512(о76.5)

ББК 31.76я7

Р 24

Рецензент – доктор технических наук, профессор Л.В. Межуева

Р 24 Расчет параметров компрессорной станции с газотурбинными установками : методические указания / составители С.В. Антимонов, С.П. Василевская; Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2021. – 20 с.

Методические указания содержат общие сведения о газотурбинных установках, методику и последовательность их расчета.

Методические указания предназначены для проведения практических занятий, выполнения контрольных работ и самостоятельной работы.

УДК 621.512(о76.5)

ББК 31.76я7

© Антимонов С.В.,
Василевская С.П.,
составление, 2021

© ОГУ, 2021

Содержание

Введение	4
1 Определение и область применения газотурбинных установок.....	5
1.1 Методика расчета параметров КС с ГТУ	8
1.2 Исходные данные для расчета параметров КС с ГТУ	8
1.3 Последовательность расчета.....	9
1.4 Пример расчета КС с ГТУ	14
Список использованных источников	20

Введение

Методические указания написаны в дополнение к основной литературе и курсам лекций «Технологические машины и оборудование», «Основы проектирования химических и нефтехимических производств», «Теоретические основы энерго- и ресурсосбережения в химической технологии», «Системы автоматизированного проектирования предприятий химических производств».

Эти изучаемые дисциплины являются переходными курсами от общеинженерных дисциплин к специальным и позволяют:

- закрепить и применить на практике, знания, полученные при изучении общеинженерных дисциплинах, способствующих изучению различных факторов, позволяющих управлять технологическими процессами;

- детально и более подробно разобраться в технологических процессах химических и пищевых производств, что позволит в дальнейшем лучше изучить и разобраться в технологическом оборудовании данных производств.

Методические указания предназначены для проведения практических занятий и выполнения контрольных работ.

В процессе выполнения работ, студенты изучают нормативную и справочную литературу, приобретают навыки анализа изучаемых материалов, технологических и конструктивных расчетов.

1 Определение и область применения газотурбинных установок

Газотурбинная установка (ГТУ) представляет собой универсальное модульное устройство, которое объединяет в себе: электрогенератор, редуктор, газовую турбину и блок управления. Также, присутствует и дополнительное оборудование, такое как: компрессор, устройство запуска, аппарат теплового обмена.

ГТУ являются в настоящее время основным видом привода центробежных нагнетателей на крупных магистральных газопроводах и способны функционировать не только лишь в режиме выработки электроэнергии, но и совместного производства электрической энергии с тепловой. ГТУ может работать как на жидком, так и на газообразном топливе. В обычном рабочем режиме - на газе, а в резервном (аварийном) - автоматически переключается на дизельное топливо. В России изготавливаются ГПА с газотурбинным приводом мощностью 6, 10, 16 и 25 тыс. кВт.

Схема газотурбинной установки: газ, образующийся после перегорания топлива, начинает способствовать вращению лопастей самой турбины. Таким образом, образуется крутящий момент, что приводит к образованию электрической энергии. Выходящие газы осуществляют превращение воды в пар в котле – утилизаторе. Газ в данном случае работает с двойной пользой.

ГПА с центробежным нагнетателем широко применяются в России и за рубежом на магистральных газопроводах в качестве основных агрегатов; их также используют для работы в качестве первой ступени сжатия на подземных хранилищах. Различают центробежные нагнетатели одноступенчатые (неполнонапорные) со степенью сжатия 1,23-1,25 и двухступенчатые (полнонапорные) – 1,45- 1,7. Центробежные нагнетатели характеризуются значительно большей, чем у поршневых компрессоров, производительностью (12-40 млн м³/сут). В них отсутствуют внутренние трущиеся части, требующие смазки (за исключением подшипников), создается равномерный (без пульсации) поток газа. Для их установки (в связи с малым весом и габаритами, а также уравновешенностью вращающихся частей) требуются меньшие

помещения и сооружаются облегчённые фундаменты. При применении ГПА с центробежными нагнетателями вследствие их большой производительности упрощается технологическая схема компрессорных станций, уменьшается количество запорной арматуры. Недостатком неполно напорных центробежных нагнетателей является необходимость включения в работу двух последовательно соединённых агрегатов для достижения степени сжатия газа 1,45-1,5. Это приводит к увеличенному расходу топливного газа в газотурбинной установке.

Неполнонапорный одноступенчатый центробежный нагнетатель 520-11-1

Корпус нагнетателя имеет вертикальный разъем, тангенциальные соосные входные и выходные патрубки. Нагнетатель состоит из сварно-литого корпуса 4 бочкообразной формы. В корпусе нагнетателя установлена улитка 5 и закреплен с помощью болтового соединения диффузор 2 с цельнофрезерованными лопатками. Улитка 5 прижимается крышкой 6 корпуса нагнетателя. В верхней части корпуса нагнетателя на специальной площадке сварной конструкции установлен аккумулятор масла 1.

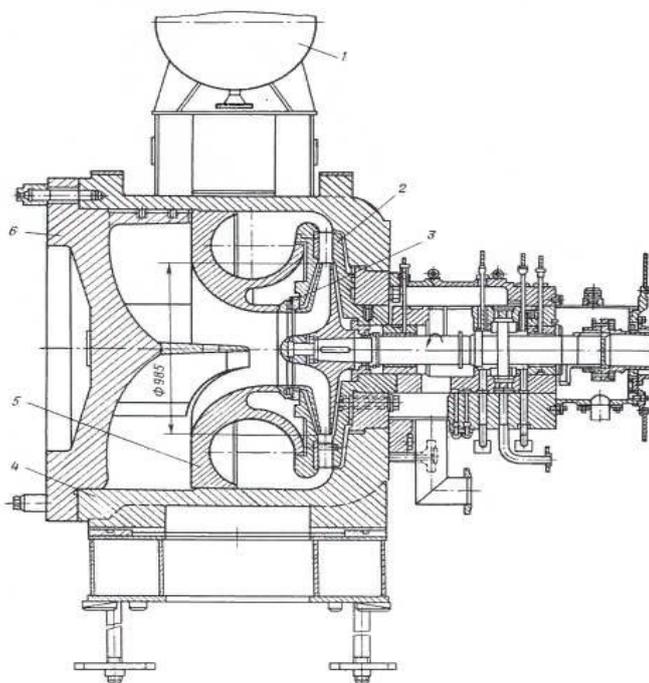


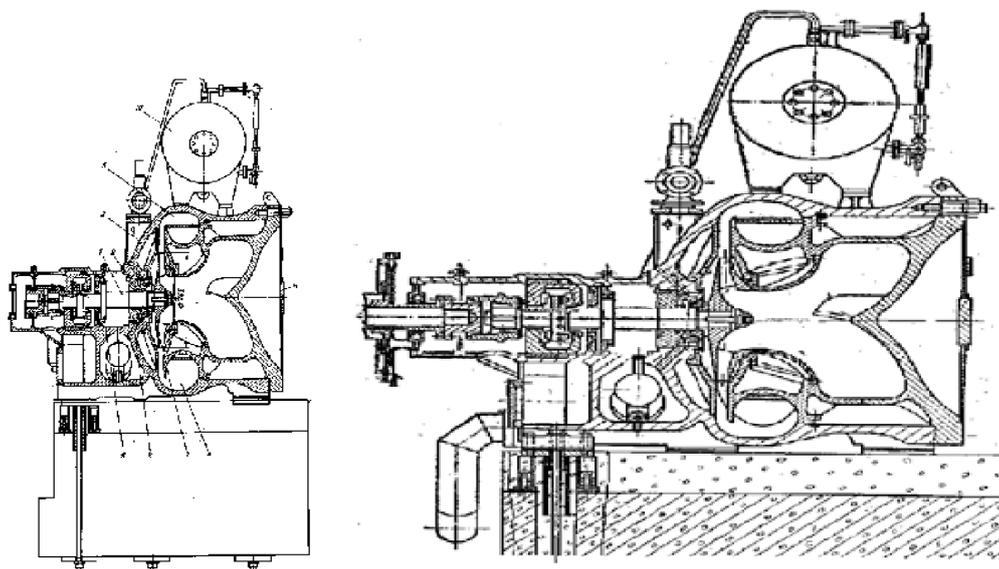
Рисунок 1 - Неполнонапорный одноступенчатый центробежный нагнетатель 520-11-1

Нагнетатель снабжен независимой масляной системой уплотнения, позволяющей значительно снизить количество загазованного масла. Ротор нагнетателя образует единый сварочный узел, который, имея горизонтальный разъем, позволяет относительно легко проверять правильность взаимного расположения деталей.

Центробежный нагнетатель Н 300 – 1,23

Нагнетатель состоит из литого неразъемного корпуса 3, консольного ротора 1 с насадным цельнофрезерным рабочим колесом 7 и уплотнением 2; всасывающие 4 и напорные патрубки расположены по бокам корпуса соосно друг другу. Торец корпуса нагнетателя закрыт торцевой крышкой 6. Для разгрузки упорного подшипника 8 при пуске нагнетателя предусмотрено специальное разгрузочное устройство, состоящее из диска 9 на роторе и лабиринтовых уплотнений по его окружности.

Масло в разгрузочное устройство подается пусковым масляным насосом под давлением 10-12 МПа, что приводит к снижению осевого усилия в 2-3 раза.



- 1 – ротор; 2 – уплотнение; 3 - корпус; 4 - всасывающий патрубок;
5 - напорный патрубок; 6 - торцевая крышка; 7 - рабочее колесо;
8 - упорный подшипник; 9 - диск разгрузочного устройства; 10 – маслоблок

Рисунок 2 - Центробежный нагнетатель Н 300 – 1,23

Таблица 1 – Характеристики центробежных нагнетателей для транспорта газов

Тип нагнетателя	Ном. произв. при 20 ⁰ С и 1 МПа, млн. м ³ /сут.	Степень сжатия	Давление на выходе, МПа
370-14-1	19,1	1,25	5,66
H-300-1,23	20,0	1,24	5,50
370-18-1	36,0	1,23	7,60

1.1 Методика расчета параметров КС с ГТУ

Цель работы: анализ режима работы компрессорной станции и выбор оптимальной частоты вращения центробежных нагнетателей.

1.2 Исходные данные для расчета параметров КС с ГТУ

- 1) Мощность каждого ГПА – НГПА=6000 кВт.
- 2) Тип центробежных нагнетателей - в соответствии с индивидуальным вариантом.
- 3) Схема соединения нагнетателей - 2×2.
- 4) Производительность компрессорной станции QКС – в соответствии с индивидуальным вариантом.
- 5) Давление газа на входе $P_{в1}$ в соответствии с индивидуальным вариантом.
- 6) Температура газа на входе $T_{в1}=280$ К.
- 7) Абсолютная плотность перекачиваемого газа $\rho_{г}=0,767$ кг/м³.
- 8) Фактор сжимаемости $Z=0,91$.
- 9) Показатель адиабаты газа $k=1,31$.
- 10) Потери мощности ГТУ на механические сопротивления $N_{МЕХ}=100$ кВт.
- 11) Предельно допустимое давление на выходе станции $P_{ВЫХ}=5,5$ МПа.
- 12) Плотность воздуха $\rho_{ВОЗ}=1,206$ кг/м³.

Газовая постоянная воздуха – $R_{ВОЗ}=287,1$ Дж/(кг·К). Варианты для расчета приведены в приложении (таблица 3).

1.3 Последовательность расчета

При расчете рабочих параметров компрессорной станции определяем:

1. Относительную плотность газа

$$\Delta = \frac{\rho_{\Gamma}}{p_{\text{воз}}} ; \quad (1)$$

2. Газовую постоянную газа

$$R = \frac{R_{\text{воз}}}{\Delta} ; \quad (2)$$

3. Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей

$$Q_1 = \frac{Q_{\text{КС}}}{2} ; \quad (3)$$

4. Плотность газа на входе в нагнетатель первой ступени сжатия

$$\rho_{\text{в1}} = \frac{P_{\text{в1}}}{ZRT_{\text{в1}}} \quad (4)$$

5. Объемную подачу первого нагнетателя

$$Q_{\text{в1}} = \frac{Q_1 \rho_{\Gamma}}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{\text{в1}}} ; \quad (5)$$

6. Возможный диапазон изменения частоты вращения нагнетателя первой ступени, соответствующий зоне наибольших значений КПД нагнетателя

$$n_{1\text{max}} \div n_{1\text{min}} = n_0 \frac{Q_{\text{в1}}}{Q_{\text{прmin}} \div Q_{\text{прmax}}} , \quad (6)$$

где - $Q_{\text{прmin}} \div Q_{\text{прmax}}$ - диапазон значений приведенного объемного расхода, соответствующих наибольшим значениям КПД;

7. Принимаем частоту вращения нагнетателя n_1 из диапазона значений, определенного в п. 6;

8. Приведенный расход газа по первому нагнетателю по формуле

$$Q_{\text{пр1}} = Q_{\text{в1}} \frac{n_0}{n_1}; \quad (7)$$

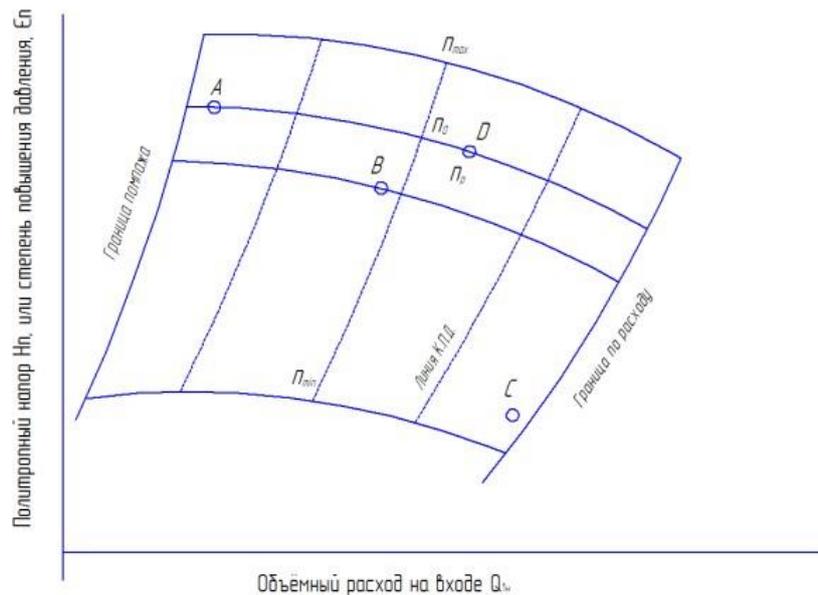
9) Приведенную частоту вращения

$$\left(\frac{n_1}{n_0}\right)_{\text{пр}} = \frac{n_1}{n_0} \sqrt{\frac{Z_{\text{пр}} R_{\text{пр}} T_{\text{пр}}}{Z R T_{\text{в1}}}}; \quad (8)$$

10) степень сжатия ε_1 , относительную внутреннюю мощность $\left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1$ и политропный КПД $\eta_{\text{пол.1}}$ по приведенным характеристикам (рисунок 1). Для этого на диаграмме режимов нагнетателя на пересечении линий приведенной частоты вращения $\left(\frac{n_1}{n_0}\right)_{\text{пр}}$ и объемной производительности Q по условиям всасывания находится нормальная рабочая точка В и по нанесенным на поле характеристики линиям определяется значение $\eta_{\text{пол.}}$. Таким же образом по характеристике находят степень сжатия ε_1 и относительную внутреннюю мощность $\frac{N_i}{P_H}$.

11) Внутреннюю мощность, потребляемую первым нагнетателем

$$N_1 = \left(\frac{N_i}{P_H}\right) \cdot \frac{100 P_{\text{в1}}}{g}; \quad (9)$$



частота вращения ротора: n_0 - номинальная (100 %); n_p - нормальная рабочая (приблизительно $0,98 \cdot n_0$); n_{max} - максимальная рабочая ($1,05 \cdot n_0$); n_{min} - минимальная рабочая ($0,5-0,7 \cdot n_0$);
 режимные точки: A и C - спецификационные рабочие точки; B - нормальная рабочая точка; D - расчётная точка.

Рисунок 1- Типичная диаграмма режимов центробежного нагнетателя

12) Мощность на валу газотурбинной установки первой ступени

$$N_{ГТУ1} = N_1 + N_{мех} ; \quad (10)$$

Если потребляемая мощность оказалась больше номинальной $n_{гпа}$, то нужно выбрать меньшее значение частоты вращения n_1 (п.7) и найти новое приемлемое значение $n_{ГТУ1}$;

13) Давление газа на выходе из нагнетателя первой ступени

$$P_{н1} = \varepsilon_1 P_{в1} ; \quad (11)$$

14) Температуру газа после нагнетателя первой ступени

$$T_{H1} = T_{B1} \cdot \varepsilon_1^{\frac{k-1}{k\eta_{пол.1}}}; \quad (12)$$

15) Давление газа на входе в нагнетатель второй ступени

$$P_{B2} = P_{H1} - \Delta P_{12}, \quad (13)$$

где - $\Delta P_{12} = 0,01$ МПа – потери давления в обвязке между первой и второй ступенями.

16) Плотность газа на входе в нагнетатель второй ступени сжатия

$$\rho_{B2} = \frac{P_{B2}}{ZRT_{B2}}; \quad (14)$$

где $T_{B2} = T_{H1}$;

17) Объемную подачу нагнетателя второй ступени при всасывании

$$Q_{B2} = \frac{Q_1 \rho_{г}}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{B2}}; \quad (15)$$

18) Частоту вращения нагнетателя второй ступени n_2 по приведенным характеристикам нагнетателя (см. п. 6);

19) Приведенную подачу нагнетателя

$$Q_{пр2} = Q_{B2} \frac{n_0}{n_2}; \quad (16)$$

20) Приведенную частоту вращения

$$\left(\frac{n_2}{n_0}\right)_{пр} = \frac{n_2}{n_0} \sqrt{\frac{Z_{пр} R_{пр} T_{пр}}{ZRT_{B2}}}; \quad (17)$$

21) Степень сжатия ε_2 , удельную мощность $\left(\frac{N}{\rho_B}\right)_{пр2}$ и политропный КПД

$\eta_{пол.2}$ по приведенным характеристикам;

22) Внутреннюю мощность, потребляемую вторым нагнетателем

$$N_2 = \left(\frac{N_i}{P_H} \right) \cdot \frac{100P_{B2}}{g}; \quad (18)$$

23) Мощность на валу газотурбинной установки нагнетателя второй ступени

$$N_{ГТУ2} = N_2 + N_{мех}; \quad (19)$$

24) Если потребляемая мощность оказалась больше номинальной $N_{ГПА}$, то нужно выбрать меньшее значение частоты вращения n_2 (п. 7) и найти новое приемлемое значение $N_{ГТУ1}$;

25) Давление газа на выходе из нагнетателя

$$P_{H2} = \varepsilon_2 P_{B2}; \quad (20)$$

Если давление P_{H2} меньше $5,3 \div 5,5$ МПа, то нужно выбрать большее значение частота вращения n_2 , чтобы повысить степень сжатия газа ε_2 в нагнетателе второй ступени. Мощность газотурбинной установки нагнетателя при новом значении n_2 должна оставаться меньше номинальной $N_{ГПА}$.

26) Температуру газа на выходе из нагнетателя

$$T_{H2} = T_{B2} \cdot \varepsilon_2^{\frac{k-1}{k\eta_{пол.2}}}; \quad (21)$$

27) Приведенный КПД группы последовательно работающих нагнетателей

$$\eta_{пол} = \frac{\ln(\varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2)}{\ln\left(\frac{1}{\varepsilon_1^{\frac{1}{\eta_{пол.1}}} \cdot \varepsilon_2^{\frac{1}{\eta_{пол.2}}}}\right)}; \quad (22)$$

Результаты расчета рабочих параметров компрессорной станции занести в таблицу.

1.4 Пример расчета КС с ГТУ

Произвести анализ режима работы компрессорной станции и выбор оптимальной частоты вращения центробежных нагнетателей при следующих исходных данных:

1. Тип центробежных нагнетателей – Н-300-1,23.
2. Производительность КС $Q_{КС}=35$ млн. м³/сут.
3. Давление газа на входе – $P_{в1}=3,6$ МПа.

При расчете рабочих параметров компрессорной станции определяем:

- 1) Относительную плотность газа, формула 1

$$\Delta = \frac{0,767}{1,206} = 0,636 \text{ кг/м}^3$$

- 2) Газовую постоянную газа, формула 2

$$R = \frac{287,1}{0,636} = 451,42 \text{ Дж/(кг·К)};$$

- 3) Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей, формула 3

$$Q_1 = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ млн. м}^3/\text{мин};$$

- 4) Плотность газа на входе в нагнетатель первой ступени сжатия, формула 4

$$\rho_{в1} = \frac{3,6 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280} = 31,29 \text{ кг/м}^3$$

- 5) Объемную подачу первого нагнетателя, формула 5

$$Q_{в1} = \frac{17,5 \cdot 0,767}{24 \cdot 60 \cdot 31,29} = 297,82 \text{ м}^3/\text{мин};$$

б) Возможный диапазон изменения частоты вращения нагнетателя первой ступени, соответствующий зоне наибольших значений КПД нагнетателя, формула 6

$$n_{1max} = n_0 \frac{Q_{в1}}{Q_{прmin}} \quad \text{и} \quad n_{1min} = n_0 \frac{Q_{в1}}{Q_{прmax}}$$

$$n_{1max} = 6100 \frac{331,166}{210} = 8721,87 \text{ об/мин}$$

$$n_{1min} = 6100 \frac{331,166}{270} = 6783 \text{ об/мин}$$

Принимаем частоту вращения нагнетателя n_1 из диапазона значений, определенного в п. 6;

$$n_1 = 6900 \text{ об/мин};$$

7) Приведенный расход газа по первому нагнетателю, формула 7

$$Q_{пр1} = 297,82 \frac{6150}{6900} = 265,45 \text{ м}^3/\text{мин};$$

9) Приведенную частоту вращения, формула 8

$$\left(\frac{n_1}{n_0}\right)_{пр} = \frac{6150}{6900} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490 \cdot 288}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280}} = 1,185 ;$$

10) По приведенным характеристикам нагнетателя определим степень сжатия ε_1 , относительную внутреннюю мощность $\left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1$ и политропный КПД $\eta_{пол.1}$

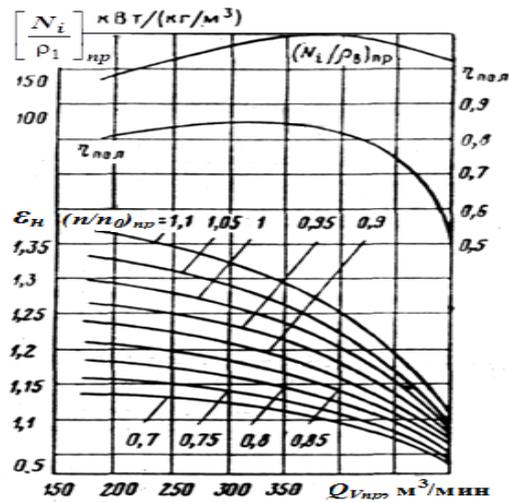


Рисунок 2 – Характеристики нагнетателя

$$\varepsilon_1 = 1,45; \left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1 = 160 \frac{\text{кВт}}{\text{ата}}; \left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1 = 1.621 \frac{\text{Вт}}{\text{Па}}, \eta_{\text{пол.1}} = 0,9$$

11) Внутреннюю мощность, потребляемую первым нагнетателем, формула 9

$$N_1 = \frac{160 \cdot 100 \cdot 3,6}{9,81} = 5871,6 \text{ кВт}$$

12) Мощность на валу газотурбинной установки первой ступени, формула 10

$$N_{\text{ГТУ1}} = 5871,6 + 117,43 = 5989,03 \text{ кВт}$$

Если потребляемая мощность оказалась больше номинальной $n_{\text{гпа}}$, то нужно выбрать меньшее значение частоты вращения n_1 (п. 7) и найти новое приемлемое значение $n_{\text{ГТУ1}}$;

13) Давление газа на выходе из нагнетателя первой ступени, формула 11

$$P_{H1} = 1,45 \cdot 3,6 = 5,22 \text{ МПа};$$

14) Температуру газа после нагнетателя первой ступени, формула 12

$$T_{H1} = 280 \cdot 1,45^{\frac{1-1}{1-0,9}} = 280 \text{ К};$$

15) Давление газа на входе в нагнетатель второй ступени, формула 13

$$P_{в2} = 5,22 - 0,01 = 5,21 \text{ МПа};$$

где - $\Delta P_{12} = 0,01$ МПа – потери давления в обвязке между первой и второй ступенями.

16) Плотность газа на входе в нагнетатель второй ступени сжатия, формула 14

$$\rho_{в2} = \frac{5,21 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280} = 45,29 \text{ кг/м}^3;$$

17) Объемную подачу нагнетателя второй ступени при всасывании, формула 15

$$Q_{в2} = \frac{17,5 \cdot 0,767}{24 \cdot 60 \cdot 45,29} = 205,811 \text{ м}^3/\text{мин};$$

18) Частоту вращения нагнетателя второй ступени n_2 по приведенным характеристикам нагнетателя (см. п. 6);

$$n_{2max} = n_0 \frac{Q_{в2}}{Q_{прmin}} \text{ и } n_{2min} = n_0 \frac{Q_{в2}}{Q_{прmax}}$$

$$n_{2max} = 6150 \frac{205,811}{210} = 6027$$

$$n_{2min} = 6150 \frac{205,811}{270} = 4687$$

$$n_2 = 5200 \text{ об/мин}$$

19) Приведенную подачу нагнетателя, формула 16

$$Q_{пр2} = 205,811 \cdot \frac{6150}{5200} = 243,4 \text{ м}^3/\text{мин};$$

20) Приведенную частоту вращения, формула 17

$$\left(\frac{n_2}{n_0}\right)_{пр} = \frac{5200}{6150} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490 \cdot 288}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280}} = 0,89;$$

21) Степень сжатия ε_2 , удельную мощность $\left(\frac{N}{\rho_B}\right)_{\text{пр}2}$ и политропный КПД

$\eta_{\text{пол.2}}$ по приведенным характеристикам;

$$\varepsilon_1 = 1,2; \left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1 = 145 \frac{\text{кВт}}{\text{ата}}; \left(\frac{N_i}{P_H}\right)_1 = 1,47 \frac{\text{Вт}}{\text{Па}}, \eta_{\text{пол.1}} = 0,85;$$

22) Внутреннюю мощность, потребляемую вторым нагнетателем, формула 18

$$N_2 = \frac{145 \cdot 100 \cdot 5,21}{9,81} = 7700 \text{ кВт};$$

23) Мощность на валу газотурбинной установки нагнетателя второй ступени, формула 19

$$N_{\text{ГТУ}2} = 7700 + 117,43 = 7817,43 \text{ кВт};$$

24) Давление газа на выходе из нагнетателя, формула 20

$$P_{H2} = 1,2 \cdot 5,21 = 6,252 \text{ МПа};$$

25) Температуру газа на выходе из нагнетателя, формула 21

$$T_{H2} = 280 \cdot 1,2^{\frac{1-1}{1,0,85}} = 280 \text{ К};$$

26) Приведенный КПД группы последовательно работающих нагнетателей, формула 22

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{\ln(1,45 \cdot 1,2)}{\ln(1,45 \cdot \frac{1}{0,9} \cdot 1,2 \cdot \frac{1}{0,85})} = 0,884;$$

Результаты расчета рабочих параметров компрессорной станции занести в таблицу 2.

Таблица 2 - Результаты расчета рабочих параметров компрессорной станции

№ нагнетателя	Параметры										
	n	$Q_{пр}$	$\left(\frac{n}{n_0} \right)_{пр}$	$\left(\frac{N_i}{P_H} \right)$	ε	$\eta_{пол}$	P_H	T_H	ρ_v	Q_v	$N_{ГТУ}$
1	6900	265,4	1,185	160	1,45	0,9	5,22	280	3,6	297,8	5989
2	5200	243,4	0,89	145	1,2	0,85	6,25	280	5,21	205,8	7817

Вывод: Из таблицы видно, что чем больше приведенная частота вращения, тем больше величина степени сжатия, и меньше величина затрачиваемой мощности.

Таблица 3 – Варианты индивидуальных заданий

Вариант	1	2	3	4	5
Тип ЦН	H-300-1,23	370-17(14)-1	370-18-1	235-24-1	520-21-1
$Q_{КС}$, млн. м ³ /сут	35	37	39	41	40
$P_{в1}$, МПа	3,6	3,5	3,4	3,7	3,6
Вариант	6	7	8	9	10
Тип ЦН	H-300-1,23	370-17(14)-1	370-18-1	235-24-1	520-21-1
$Q_{КС}$, млн. м ³ /сут	38	36	34	30	41
$P_{в1}$, МПа	3,5	3,4	3,7	3,6	3,7

Список использованных источников

1. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов.: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824 с. - ISBN 5-94920-038-1.
2. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов [и др.] - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2003. - 404 с.
3. Характеристики нагнетателей. - VRh <https://poznayka.org/s85386t1.html>.
4. Компрессорная станция как элемент технологии транспорта природных газов по газопроводам. - VRh <https://helpiks.org/8-15649.html>.