

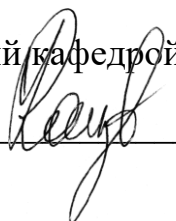
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

Институт горного дела и строительства
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры
«Геотехнологии и строительство подзем-
ных сооружений»
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой


_____ Н.М. Качурин

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению курсовой работы
по дисциплине (модулю)
«Сооружение и ремонт насосных и компрессорных станций»
основной профессиональной образовательной программы
высшего образования – программы бакалавриата

по направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело

с направленностью (профилем)
Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки

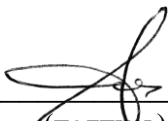
Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчик(и) методических указаний**Разработчик(и):**Сарычев В.И., проф., д.т.н., доц.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)



(ПОДПИСЬ)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	6
2. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО- ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ	7
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСО- ВОЙ РАБОТЫ	7
1. Исходные данные и их обработка	7
2. Подбор оборудования КС	9
3. Расчет режима работы КС	9
4. Расчет перегона между компрессорными станциями	11
5. Определение режима работы КС	13
6. Подбор вспомогательного оборудования	14
Заключение	14
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	14
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	15
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ПАРАМЕТРЫ ГАЗОПРОВОДОВ	16
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ НА НОМИНАЛЬНОМ РЕЖИМЕ	17

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития газовой промышленности имеют принципиальное значение для промышленности в целом. Предотвращение потерь газа в процессе добычи, транспортировки и хранения, повышение эффективности его использования возможно при применении современного основного и вспомогательного оборудования компрессорных станций, внедрении прогрессивных технологий перекачки, оснащенных современными системами автоматизации машин и аппаратов.

Компрессорная станция (КС) – составная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью различных типов газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Газоперекачивающие агрегаты посредством системы трубопроводов, запорной арматуры различных диаметров и другого специального оборудования составляют так называемую технологическую схему цеха.

На КС осуществляются следующие основные технологические процессы:

- очистка транспортируемого газа от механических примесей и жидкости;
- сжатие газа в центробежных нагнетателях или в поршневых машинах;
- охлаждение газа после сжатия в специальных охлаждающих устройствах;
- измерение и контроль технологических параметров;
- управление режимом работы газопровода путем корректировки технологического режима работы компрессорного цеха.

В состав КС входят следующие основные устройства и сооружения:

- узел подключения КС к магистральному газопроводу с запорной арматурой и установкой для запуска и приема очистного поршня;
- технологические газовые коммуникации с запорной арматурой;
- установка очистки и осушки технологического газа, состоящая из пылеуловителей и фильтр-сепараторов;
- газоперекачивающие агрегаты, составляющие компрессорный цех;
- установка охлаждения газа после его компримирования;
- системы топливного, пускового, импульсного газа и газа собственных нужд;
- система электроснабжения;
- система автоматического управления;
- система связи;
- система хранения, подготовки, и раздачи горюче-смазочных материалов;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения и канализации;
- склад для хранения материалов и оборудования;

ремонтно-эксплуатационные и служебно-эксплуатационные помещения;

главный щит управления.

На магистральных газопроводах различают три основных типа КС: головные, линейные и дожимные.

Головные компрессорные станции (ГКС) устанавливаются непосредственно после газового месторождения и предназначены для поддержания необходимого давления технологического газа для его дальнейшей транспортировки по магистральным газопроводам, когда в результате разработки газового месторождения пластовое давление в нем снижается.

На головных КС предъявляются повышенные требования к качеству подготовки технологического газа: очистке его от механических примесей, осушке от газового конденсата и влаги, а также удалению, при их наличии, побочных продуктов (сероводорода, уголекислоты и т. д.).

Линейные компрессорные станции (ЛКС) устанавливаются на магистральных газопроводах через 100 – 150 км. Назначением линейных КС является компремирование поступающего на станцию природного газа, с давления входа до давления выхода, обусловленных проектными данными, для обеспечения постоянного и заданного расхода газа по магистральному газопроводу.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ). Назначением ДКС является подача газа в ПХГ от магистрального газопровода и отбор природного газа из ПХГ (как правило, в зимний период времени) для последующей подачи его в магистральный газопровод или непосредственно к потребителям. ДКС также строятся и на газовом месторождении при падении пластового давления ниже давления в магистральном газопроводе. Отличительной особенностью ДКС от линейных КС является высокая степень сжатия 2-4, улучшенная подготовка технологического газа (осушители, сепараторы, пылеуловители), поступающего из подземного хранилища.

Работа выполняется в рамках изучения дисциплины **«Сооружение и ремонт насосных и компрессорных станций»**. Дисциплина изучается в 7 и 8 семестрах. Курсовая работа выполняется в 7 семестре на базе знаний, полученных студентами при изучении общепрофессиональных и специальных дисциплин на предыдущих семестрах.

Тема курсовой работы: Обоснование режима работы и выбор оборудования компрессорной станции в системе магистрального газопровода.

Целью работы является формирование у обучающихся навыков подбора основного и вспомогательного оборудования и расчета режимных параметров технологических процессов компрессорных станций при эксплуатации магистральных газопроводов.

Задачи работы заключаются в выборе основного и вспомогательного оборудования; определении физических характеристик состава транспорти-

руемого газа; расчете параметров и установлении режима работы компрессорных станций; определении перегона между станциями.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Задание на курсовую работу выдается руководителем - консультантом работы на специальном бланке и подписывается руководителем и студентом. В случае необходимости задание может быть откорректировано руководителем.

Курсовая работа состоит из расчетно-пояснительной записки объемом 25-35 страниц машинописного текста. Графическая часть может быть выполнена отдельно на листах формата А1 или по частям на листах формата А4 и встроена в записку в соответствии с текстовым изложением.

Отдельно выполненные эскизы, схемы, таблицы обязательно нумеруются и включаются в общий объем записки, на них делаются ссылки в тексте.

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4, на которых должны быть оставлены поля шириной: 30 мм слева, 15 мм справа, по 20 мм сверху и снизу.

После титульного листа помещается бланк с заданием на разработку курсового проекта. Далее идет оглавление с указанием всех разделов и номеров соответствующих страниц.

В конце записки помещается пронумерованный список всей использованной литературы с указанием фамилии автора, издания и года выпуска. Титульный лист оформляется на основании стандартных требований ТулГУ.

Все расчеты выполняются в записке и сопровождаются пояснительным текстом, где необходимо – и анализом.

При выдаче задания на курсовую работу руководителем устанавливается календарный план его выполнения. План должен быть составлен так, чтобы руководитель мог ежемесячно аттестовать студента.

Студент обязан посещать все занятия-консультации согласно расписанию. В случае отсутствия неясных вопросов студент обязан представить на просмотр преподавателю-консультанту выполненный за прошедший период объем работ (со времени предыдущей консультации).

Руководитель оказывает помощь студенту при самостоятельном выполнении им работы путем консультаций и советом, контролирует качество и установленные сроки выполнения разделов курсовой работы, а также аттестует студента.

Курсовая работа должна быть полностью закончена за две недели до экзаменационной сессии и сдана руководителю на проверку.

Курсовые работы защищаются в комиссии из трех человек, назначенной заведующим кафедрой. В состав комиссии обязательно включается лектор курса, на базе которого выполнена курсовая работа. К защите допускается курсовая работа, которая подписана руководителем.

При неудовлетворительной защите студентом курсовой работы комиссия принимает решение: возвратить курсовую работу на доработку, после чего она повторно защищается. В особых случаях комиссия может принять решение о необходимости повторного выполнения курсовой работы по новому заданию.

2. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Графическая часть работы должна содержать следующий материал:
технологическую схему компрессорной станции (КС);
график определения рабочего режима компрессорной станции;
схему заданного вида оборудования;
экспликацию оборудования и запорной арматуры компрессорной станции.

Теоретическая часть должна состоять из следующих разделов:

Титульный лист

Исходные данные

Содержание

Введение

I. Назначение станции.

II. Расчет параметров и подбор основного оборудования компрессорной станции.

III. Описание конструкции нагнетателя.

IV. Описание технологической схемы компрессорной станции.

V. Описание вспомогательных систем компрессорной станции.

VI. Описание конструкции заданного оборудования.

Заключение

Список использованных источников.

При необходимости приводятся приложения.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

1. Исходные данные и их обработка

Задание к выполнению курсовой работы по вариантам приведено в табл. 4.

Сводные данные расчетных параметров природного газа по месторождениям Медвежьего и Оренбурга приведены в табл. 1.

По табл. 1 и формулам (1)–(8) определяются средние параметры состава газов.

Молекулярная масса (кг/моль):

$$\mu = \sum a_i \mu_i .$$

(1)

Газовая постоянная:

$$R = \frac{\bar{R}}{\mu},$$

(2)

где $\bar{R} = 8314 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{град)}$ – универсальная газовая постоянная.

Таблица 1 – Расчетные параметры природного газа

Компо- нент газа	Молеку- лярный состав a_i , доли	Молеку- лярная масса μ_i , кг/моль	Критиче- ская тем- пература $T_{кр}$, °K	Критиче- ское дав- ление $P_{кр}$, МПа	Плотность ρ_i , кг/м ³	Динамиче- ская вяз- кость $\mu_i \cdot 10^{-7}$, Па·с
Метан CH ₄	0,948	16,04	190,6	4,499	0,7168	103
Этан C ₂ H ₆	0,012	30,07	306	4,468	1,344	86,03
Пропан C ₃ H ₈	0,003	44,09	369,6	4,257	1,967	75,04
Бутан C ₄ H ₁₀	0,01	58,13	425	3,995	2,598	69,06
Высшие углевод. C ₅ H ₁₂	0,006	72	500	3,5	3,12	64,02
Дву- окись углерода CO ₂	0,005	44,01	304	6,654	1,977	138,02
Азот N ₂ + редкие	0,003	28,02	126	3,394	1,25	166

Относительная плотность по сравнению с воздухом:

$$\Delta = \frac{\mu}{\mu_v},$$

(3)

где $\mu_v = 29$ – молекулярная масса воздуха.

Динамическая вязкость смеси (Па·с):

$$\mu = \sum a_i \mu_i .$$

(4)

Средняя плотность смеси (кг/м³):

$$\rho = \sum a_i \rho_i .$$

(5)

Кинематическая вязкость (мм²/с):

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} .$$

(6)

Средняя критическая температура (°K):

$$T_{кр} = \sum a_i T_{кр,i} .$$

(7)

Среднее критическое давление (МПа):

$$P_{кр} = \sum a_i P_{кр,i}. \quad (8)$$

Полученные результаты заносятся в табл. 2.

Таблица 2 – Средние значения параметров смеси природного газа

Параметры	μ^* , кг/моль	$T_{кр}$, °К	$P_{кр}$, МПа	ρ , кг/м ³	μ , Па·с	Δ	R , Дж/(кг·град)
Смесь							

2. Подбор оборудования КС

2.1. Определяется расчетный расход компрессорной станции (млн м³/сут):

$$Q_{к.р} = \frac{Q_{к.с}}{365 K_{нд} K_{эт} K_{ро}}, \quad (9)$$

где $Q_{к.с}$ – годовая производительность КС;

$K_{нд}$ – относительный показатель надежности газопровода, учитывающий снижение его пропускной способности из-за аварийных ситуаций,

$$K_{нд} = 0,99;$$

$$K_{эт} – \text{коэффициент экстремальных температур, } K_{эт} = 0,98;$$

$K_{ро}$ – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, $K_{ро} = 0,95$.

2.2. По значению $Q_{к.р}$ выбирается диаметр трубопровода по ГОСТ 20295-85 (прил. 1).

2.3. Ориентировочно выбирается марка нагнетателя по подаче и степени сжатия (прил. 2). При этом необходимо, чтобы число нагнетателей $z_i = Q_{к.р}/Q_n$ было ближе к целому числу. Здесь Q_n – номинальная подача нагнетателя, приведенная к стандартным физическим условиям. При округлении z_i в большую сторону число машин будет больше необходимого, и подача каждого нагнетателя будет занижена, а при округлении в меньшую сторону – наоборот.

Любое отклонение от номинального режима более чем на $(0,1-0,15)Q_n$ опасно с точки зрения появления помпажного режима.

3. Расчет режима работы КС

Исходными данными для расчета являются тип нагнетателя, P_n , $P_{вс}$, $P_{кр}$, $T_{кр}$, Δ , $T_{вс}$, производительность нагнетателя $Q_n = Q_{к.р}/z_i$ (млн м³/сут.).

3.1. Определяется плотность газа при стандартных условиях (кг/м³):

$$\rho_{ст} = \Delta \rho_{возд.ст}/z_i, \quad (10)$$

где $\rho_{возд.ст} = 1,206$ кг/м³ – плотность воздуха при стандартных условиях.

$\rho_{возд.норм} = 1,294$ кг/м³ – плотность воздуха при нормальных условиях.

3.2. Определяется коэффициент сжимаемости при условиях всасывания:

$$z_{\text{вс}} = 1 - 0,4273 \frac{P_{\text{вс}}}{P_{\text{кр}}} \left(\frac{T_{\text{вс}}}{T_{\text{кр}}} \right)^{-3,668} \quad (11)$$

3.3. Определяется плотность газа при условиях всасывания (кг/м³):

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{P_{\text{вс}}}{z_{\text{вс}} R T_{\text{вс}}} \quad (12)$$

3.4. Определяется объемная производительность при условиях всасывания (м³/мин):

$$Q_{\text{вс}} = \frac{Q_{\text{н}} \rho_{\text{ст}} \cdot 10^6}{1440 \rho_{\text{вс}}} \quad (13)$$

3.5. Определяется приведенная объемная производительность (м³/мин):

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

где $n_{\text{н}}$ – номинальные обороты привода, об/мин;

n – рабочие обороты привода, об/мин.

Формула (14) применяется в случае, когда для расчетов используются приведенные характеристики, построенные по приведенной объемной производительности.

$$Q_{\text{вс.пр}} = Q_{\text{вс}} \sqrt{\frac{z_{\text{пр}} [T_{\text{н}}]_{\text{пр}} R_{\text{пр}}}{z_{\text{вс}} T_{\text{вс}} R}}, \text{ м}^3/\text{мин}. \quad (15)$$

Данная формула применяется в случае, когда для расчетов используются приведенные характеристики, построенные по приведенной коммерческой производительности.

3.6. Определяется приведенная частота вращения:

$$\left[\frac{n}{n_{\text{н}}} \right]_{\text{пр}} = \frac{n}{n_{\text{н}}} \sqrt{\frac{z_{\text{пр}} [T_{\text{н}}]_{\text{пр}} R_{\text{пр}}}{z_{\text{вс}} T_{\text{вс}} R}} \quad (16)$$

3.7. Из приведенных характеристик по значениям $Q_{\text{вс.пр}}$ и $\left[\frac{n}{n_{\text{н}}} \right]_{\text{пр}}$ устанавливается необходимая степень сжатия, приведенная внутренняя мощность $\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_{\text{пр}}$ и политропный КПД нагнетателя.

3.8. Определяется мощность на валу привода:

$$N = N_1 + N_{\text{мех}}, \quad (17)$$

где $N_1 = \rho_{\text{вс}} \left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_{\text{пр}} \left(\frac{n}{n_{\text{н}}} \right)^3$;

$N_{\text{мех}}$ – механические потери, определяемые по каталогу.

3.9. Определяется удаленность режима работы нагнетателя от границы помпажа, т.е. проверить соблюдение условия:

$$\frac{Q_{\text{вс.пр}}}{Q_{\text{пр}}^{\text{мин}}} \geq 1,1,$$

где $Q_{\text{пр}}^{\text{мин}}$ – определяется по характеристике нагнетателя.

Если это условие выполняется, мощность на валу привода не превышает номинальную, то агрегат будет работать нормально.

Если не выполняется, необходимо подобрать новую скорость вращения n . Расчет повторить.

3.10. Определяется давление газа в нагнетательном трубопроводе компрессора (МПа):

$$P_{\text{наг}} = P_{\text{вс}} \varepsilon. \quad (18)$$

3.11. Определяется давление газа на выходе из компрессорной станции (на входе в линейный участок):

$$P_{\text{н}} = P_{\text{наг}} - \Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{охл}}, \quad (19)$$

где $\Delta P_{\text{вых}}$ – гидравлические потери давления газа в трубопроводах между компрессорным цехом и узлом подключения к линейной части магистрального газопровода (принимаются по нормам технологического проектирования), $\Delta P_{\text{вых}} = 0,12$ МПа;

$\Delta P_{\text{охл}}$ – потери давления в установке охлаждения газа, $\Delta P_{\text{охл}} \leq 0,06$ МПа.

$$\Delta P = \Delta P_{\text{вх}} + \Delta P_{\text{вых}} \leq 0,23 \quad \text{МПа.} \quad (20)$$

3.12. Определяется температура газа после компремирования:

$$T_{\text{наг}} = T_{\text{вс}} \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{\text{пол}}}}, \quad (21)$$

где k – показатель политропы, для природных газов изменяется в пределах 1,25-1,4. Для практических расчетов $k = 1,31$.

4. Расчет перегона между компрессорными станциями

Гидравлический расчет перегонов между станциями производится для параметров газа, определяемых при среднем (по длине участка) давлении и средней температуре газа.

4.1. Определить среднее давление на участке (МПа):

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right), \quad (22)$$

где $P_{\text{н}}$ – давление газа на выходе из КС, МПа;

$P_{\text{к}}$ – давление газа в конце линейного участка;

$$P_{\text{к}} = P_{\text{вс}} + \Delta P_{\text{вх}};$$

$\Delta P_{\text{вх}}$ – гидравлические потери газа в трубопроводах между узлом подключения к линейной части магистрального газопровода и компрессорным цехом, $\Delta P_{\text{вх}} = 0,11$ МПа.

4.2. Определяется средняя температура газа на участке.

С учетом того, что $t_0 \simeq t_{\text{гр}}$, а $t_{\text{к}} = t_{\text{вх}} = t_{\text{вс}} = t_{\text{гр}}$

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{гр}}}{aL_{\text{КС}}} (1 - e^{-aL_{\text{КС}}}) - D_{i,\text{ср}} \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{2aL_{\text{КС}}P_{\text{ср}}} \left(1 - \frac{1 - e^{-aL_{\text{КС}}}}{aL_{\text{КС}}} \right), \quad (23)$$

где $T_{\text{н}}$ – температура газа на входе в линейный участок (после АВО – аппарата воздушного охлаждения);

$$T_{\text{н}} = t_{\text{охл}} + 273;$$

$T_{\text{гр}}$ – температура грунта;

a – параметр Шухова для линейного участка;

$$a = 0,225 \frac{K_{\text{тр}} d_{\text{н}}}{Q_{\text{кс.р}} c_{\text{р.сп}} \Delta};$$

$K_{\text{тр}}$ – средний для линейного участка коэффициент теплопередачи от газа в грунт, Вт/(м²·К) (для грунта, состоящего из сухого песка, $K_{\text{тр}} = 1,2$; для очень влажного песка, $K_{\text{тр}} = 3,5$; для сыроватой глины, $K_{\text{тр}} = 1,6$; при отсутствии данных, характера и влажности грунтов на трассе газопровода можно приближенно принимать $K_{\text{тр}} = 1,75$);

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, мм;

$Q_{\text{кс.р}}$ – количество газа, транспортируемого по линейному участку при стандартных условиях (20°C, 760 мм рт. ст., 0,1 МПа), млн м³/сут.;

$c_{\text{р.сп}}$ – изобарная теплоемкость, 2510 Дж/(кг·К);

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$L_{\text{кс}}$ – длина участка, км;

$D_{i,\text{сп}}$ – коэффициент Джоуля-Томсона для газа при средних для линейного участка давлении и температуре (3-3,5 К/МПа);

e – основание натурального логарифма.

4.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости:

$$z_{\text{ср}} = 1 - 0,4273 \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}} \left(\frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} \right)^{-3,668}. \quad (24)$$

4.4. Определяется коэффициент гидравлического трения.

Магистральным трубопроводам присущ, как правило, квадратичный закон сопротивления. При неполной загрузке газопровода чаще наблюдается режим смешанного трения. Гладкостенный (гидравлически гладкие трубы) режим течения характерен для распределительных газопроводов малого диаметра. Граница между смешанным (переходным) и квадратичными режимами течения определяется зависимостью:

$$\text{Re}_{\text{пер}} = 11 \left(\frac{d_{\text{вн}}}{2K_3} \right)^{1,5}, \quad (25)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм;

K_3 – эквивалентная шероховатость, мм; для новых труб 0,03 мм.

$$\text{Re} = 17,5 \cdot 10^3 \frac{Q_{\text{кс.р}} \Delta}{d_{\text{вн}} \mu}. \quad (26)$$

При $\text{Re} > \text{Re}_{\text{пер}}$ – квадратичный закон сопротивления.

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{2K_3}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}. \quad (27)$$

При $\text{Re} < \text{Re}_{\text{пер}}$ – гладкостенный режим течения.

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,1844}{\text{Re}^{0,2}}. \quad (28)$$

С учетом местных сопротивлений, для технических расчетов:

$$\lambda = (1,02 - 1,05) \lambda_{\text{тр}}.$$

(29)

4.5. Определение давления газа в конце линейного участка:

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{16 \rho_{\text{ст}}^2 \lambda z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} L_{\text{кс}} Q_{\text{кс.р}}^2 R}{\pi^2 d_{\text{вн}}^5}}. \quad (30)$$

В данной формуле параметры измеряются: $L_{\text{КС}} - \text{м}$, $d_{\text{ВН}} - \text{м}$, $\rho_{\text{ст}} - \text{кг/м}^3$, $Q_{\text{КС.Р}} - \text{млн м}^3/\text{сут}$, $T_{\text{ср}} - ^\circ\text{К}$.

Если $\left| \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{к}}}{P_{\text{к}}} \right| \leq 5 \%$, то расчет произведен правильно.

5. Определение режима работы КС

Для определения режима КС необходимо построить на одном и том же графике, в одном и том же масштабе в координатах Р-Q суммарную характеристику рабочих нагнетателей и характеристику сети. Точка пересечения (А) – режимная.

Для построения характеристики сети необходимо составить таблицу (табл. 3).

Таблица 3 – Характеристика сети

Q , млн $\text{м}^3/\text{сут}$.					
$P_{\text{с}}$, МПа					

Для этого представим уравнение (30) в виде:

$$P_{\text{с}} = \sqrt{P_{\text{к}}^2 + \frac{16\rho^2 \lambda z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} L_{\text{КС}} Q_{\text{КС.Р}}^2 R}{\pi^2 d_{\text{ВН}}^5}}, \quad (31)$$

Задаваясь некоторыми значениями $Q_{\text{КС.Р}}$, определяется $P_{\text{с}}$.

Если $Q_{\text{а}} < Q_{\text{КС.Р}}$, то необходимо изменить режим работы нагнетателей (расчет повторить).

Если $Q_{\text{а}} > Q_{\text{КС.Р}}$, то необходимо предусмотреть регулирование КС.

6. Подбор вспомогательного оборудования

1. Выбирается пылеуловитель масляного или циклонного типа.
2. Выбирается аппарат воздушного охлаждения.
3. Выбирается тип задвижек.

Заключение

Приводятся выводы по результатам проведенных расчетов при выполнении задания на курсовую работу. Выводы подтверждаются качественными и количественными показателями, при необходимости – табличной или графической интерпретацией.

4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Произвести подбор основного и вспомогательного оборудования для компрессорных станций магистральных газопроводов. Определить рациональный режим работы компрессорной станции.

Варианты исходных данных представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Варианты исходных данных к курсовой работе

№ вар.	$Q_{\text{КС}}$, млрд $\text{м}^3/\text{год}$	Давление газа, МПа		Темпера- тура газа на выходе из АВО $t_{\text{охл}}$, °С	L , км	Средне- годовая темпера- тура воз- духа t_0 , °С	Заданное оборудо- вание
		на входе $P_{\text{вх}}$	рабочее $P_{\text{р}}$				
1	9,5	4,5	5,5	19	100	7,7	Ц.П.
2	11,5	4,5	7,5	20	110	7,4	М.П
3	16,5	4,0	5,5	22	120	5,1	АВО
4	19,5	4,5	7,5	25	160	6,1	Ц.П.
5	25,5	5,2	5,5	23	120	6,5	АВО
6	29,5	5,2	7,5	28	100	5,4	АВО
7	30,5	4,6	5,5	30	120	5,3	Ц.П.
8	10,5	5,5	7,5	32	110	13,5	М.П.
9	12,5	4,5	5,5	35	100	7,8	Ц.П
10	16,0	4,5	7,5	25	120	7,4	М.П.
11	20,5	4,5	5,5	27	80	6,5	АВО
12	25,5	5,5	7,5	31	100	7,2	АВО
13	30,5	4,4	5,5	30	95	5,1	АВО
14	8,5	4,5	7,5	32	115	6,1	АВО
15	13,5	4,5	7,5	20	120	6,5	АВО
16	15,5	4,5	7,5	19	100	5,4	АВО
17	21,5	6,2	7,5	15	90	5,3	АВО
18	24,5	5,5	7,5	20	100	6,9	АВО
19	31,5	5,5	7,5	20	110	14,5	АВО
20	30	5,2	5,5	20	80	6,8	Ц.П.
21	16	4,5	7,5	25	100	7,2	М.П.
22	17,2	4,5	5,5	18	110	6,5	Ц.П.
23	18,8	4,5	7,5	19	115	7,8	АВО
24	19,4	4,5	5,5	23	120	7,4	Ц.П.
25	10	4,5	7,5	26	85	5,1	АВО
26	11,7	3,8	5,5	28	95	6,1	Ц.П.
27	15	4,5	7,5	30	105	6,5	АВО

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа. – М., 1985.
2. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
3. Громов, А. В. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: справ. пособие / А. В. Громов, А. Е. Гузанов, Л. А. Хачикян и др. – М.: Недра, 1987.
4. Коваленко П.В., Пистунович Н.Н. Машины и оборудование газонефтепроводов. Методические указания к выполнению курсового проектирова-

ния для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». Новополюк: Изд-во УО «ПГУ», 2007. 72 с.

5. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.

6. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: ГАНГ, 1995.

7. Мороз, А. П. Газоперекачивающие агрегаты и обслуживание компрессорных станций / А. П. Мороз, И. И. Мальцуров, К. Г. Арустамов и др. – М.: Недра, 1979.

8. Мустафин, Ф. М. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов и др. – Уфа: Монография, 2002.

9. Новоселов, В. Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов: учебн. пособие для вузов / В. Ф. Новоселов, А. И. Гольянов, Е. М. Муфтахов. – М.: Недра, 1982.

10. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85

11. Правила технической эксплуатации. Магистральные газопроводы. – М.: Недра, 1989.

12. СНиП 2.05.06.85*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.

13. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М.: Недра, 1976.

14. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.

15. Справочник работника магистрального газопровода / под ред. С. Ф. Бармина. – Л.: Недра, 1974.

16. Степанов, О. А. Охлаждение газа и масла на КС / О. А. Степанов, В. А. Иванов. – Л.: Недра, 1982.

17. Шпотаковский, М. М. Охлаждение транспортируемого природного газа на КС магистральных газопроводов / М. М. Шпотаковский. – М.: Недра, 1991.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ПАРАМЕТРЫ ГАЗОПРОВОДОВ

Наружный диаметр газопровода, мм	Рабочее давление газа, МПа	Экономические интервалы, млрд м ³ /год	
		без учета увеличения пропускной способности трубопровода	с учетом увеличения пропускной способности трубопровода
1020	5,5	до 8,1	до 8,7

1020	7,5	> 11,2	> 14,2
1220	5,5	8,7-13,0	8,7-15,6
1220	7,5	11,2-13,0	14,3-18,0
1420	5,5	13,0-17,4	15,5-22,9
1420	7,5	13,0-26,7	18,0-29,1
1620	5,5	17,4-27,3	22,1-29,1
1620	7,5	26,7-34,7	29,1-40,9
2020	5,5	> 36	> 37,2
2020	7,5	> 45,9	> 50,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ НА НОМИНАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Тип ЦБН	Тип привода	Производительность при 20 °С и 760 мм рт. ст, млн м ³ /сут.	Производительность в условиях всасыва- ния, м ³ /мин	Давление газа (абсолютное), кгс/см ²		Температура газа, °С		Номинальная частота вращения ротора ЦБН, об/мин	Потребляемая мощ- ность, кВт
				на входе	на выходе	на входе	на выходе		
260-13-2	ГТК-5	14,3	208	45,0	56	15	34	5400	4250
280-11-1(2)	ГТ-700-4	13,0	179	45,0	56	15	35	8000	4000
280-11-6	СТМ-4000-2								
280-12-7	СТД-4000-2 СТПМ-4000-2 СТДП-4000-2								
370-17-1	ГТ-750-6	19,8	289	45,0	56	15	35	5300	5850
370-18-1	ГТК-10-4	37,0	370	62,0	76	15	33	4800	9900
370-18-2	СТД-12500-2								
520-12-1	ГТК-10-2	29,3	486	46,3	56	15	36	4800	9000
Н-16-76-1,25	ГТН-16	51,0	664/566	48,6/60,8/76		15/34	-	6410/6180	14800/15600
Н-16-76-1,37	ГТН-16	37,0	416	55,5	76	15	-	6380	15200
Н-16-76-1,44	ГТН-16	31,0	368	52,8	76	15	-	6340	15500
Н-300-1,23	ГТ-6-750	19,0	260	44,0	56	15	38	6150	6000
235-25-1	ГТК-10-4	18,3	217,3	52,8	76	15	46	4800	9000
235-21-3	СТД-12500	18,5	228	50,7	76	-	50	5000	10000
650-22-2	ГТН-25	47,0	580	50,7	76	15	51	3700	25500
ГПА-Ц-6,3/56М	НК-12-СТ	10,7	196	38,6	56	20	-	8200	6300
ГПА-Ц-6,3/76	НК-12-СТ	11,4	149	52,4	76	20	-	8200	6300
ГПА-Ц-16/76	НЦ-16/76-1,45	32,59	387,6	52,4	76	15	46	4900	16000