

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра нефтегазового дела и энергетики

**ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ
Методические указания по выполнению курсовой работы
для обучающихся направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Майкоп – 2019

УДК 621.6(07)

ББК 39.76

Г 13

Печатается по решению Научно-технического совета Майкопского государственного технологического университета

Рецензент – доктор технических наук, доцент Меретуков З.А.

Составитель – канд. техн. наук, доцент Меретуков М.А.

Газоперекачивающие агрегаты. Методические указания по выполнению курсовой работы для обучающихся направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»– Майкоп: 2019. - стр.

Методические указания составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины «Газоперекачивающие агрегаты» для направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Меретуков М.А.

МГТУ, 2019

Содержание

1 Цель работы	4
2 Последовательность выполнения работы	4
3 Технологические схемы компрессорных станций	4
4 Теоретические положения по расчету ЦНБ	10
5 Пример расчета	15
6 Варианты для расчета	23
Список использованной литературы	30

1 Цель работы

1. Изучение технологических схем КС с центробежными нагнетателями.

2. Освоение методики расчета режима работы КС с ЦБН по приведенным характеристикам нагнетателя.

2 Последовательность выполнения работы

1. Изучение технологической обвязки КС при параллельном, последовательном и смешанном соединении компрессорных машин.

2. Описание основных элементов КС.

3. Изучение методики расчета режима КС с ЦБН по приведенным характеристикам.

4. Расчет режима работы КС по заданному варианту. Выбор схемы соединения ГПА.

5. Графическая часть: построение схемы КС и приведенных характеристик нагнетателя.

3. Технологические схемы компрессорных станций

Основное оборудование компрессорной станции (КС) – компрессор. Схемы соединения компрессорных машин – параллельное, последовательное, смешанное. В качестве компрессоров могут быть использованы газомоторные поршневые компрессоры и центробежные нагнетатели с газотурбинным или электроприводом.

Газомоторные компрессоры (ГМК) – поршневые машины с газомоторным приводом.

Центробежные нагнетатели (ЦБН) – это компрессоры, использующие переход кинетической энергии, приобретаемой при вращении газа вместе с рабочим колесом, в потенциальную энергию давления в свободном пространстве корпуса. ЦБН с двумя рабочими колесами называются полнонапорными, при использовании одного колеса – неполнонапорными. Степень сжатия в первом случае достигает значения 1,45, во втором – 1,23-1,25.

Каждый тип компрессора имеет свои достоинства и недостатки.

ГМК характеризуется сравнительно низкими эксплуатационными расходами, т.к. не используется дорогая электроэнергия, позволяет относительно легко регулировать производительность изменением числа ходов поршня в

единицу времени, однако громоздкий, имеет низкую производительность.

ЦБН прост в обслуживании, компактен, имеет высокую производительность, но либо потребляет электроэнергию, получаемую от поставщиков, либо очень сложен газотурбинный привод, достаточно трудно обеспечить регулирование производительности изменением числа оборотов вала.

Эффективная работа компрессоров зависит не только от его конструктивных особенностей, но и от степени чистоты газового потока, его температуры. По этой причине компрессорная станция имеет в своем составе пылеуловители,маслоочистители, по трассе устанавливают конденсатосборники. Пропускная способность МГП повышается при понижении температуры газового потока, понижение температуры газа благоприятно сказывается на сроках службы изоляционных покрытий трубопровода, поэтому газ после компрессора проходит через воздушные холодильники и только после этого поступает в МГП.

Технологическая схема компрессорного цеха (КЦ) должна обеспечить:

- приём на КС технологического газа из магистрального газопровода;
- очистку технологического газа от мехпримесей и капельной влаги в пылеуловителях и фильтр-сепараторах;
- распределение потоков для последующего сжатия и регулирования схемызагрузки ГПА;
- охлаждение газа после компремирования в АВО газа;
- вывод КЦ на станционное «кольцо» при пуске и остановке;
- подачу газа в магистральный газопровод;
- транзитный проход газа по магистральному газопроводу, минуя КС;
- при необходимости сброс газа в атмосферу из всех технологических газо- проводов компрессорного цеха через свечные краны.

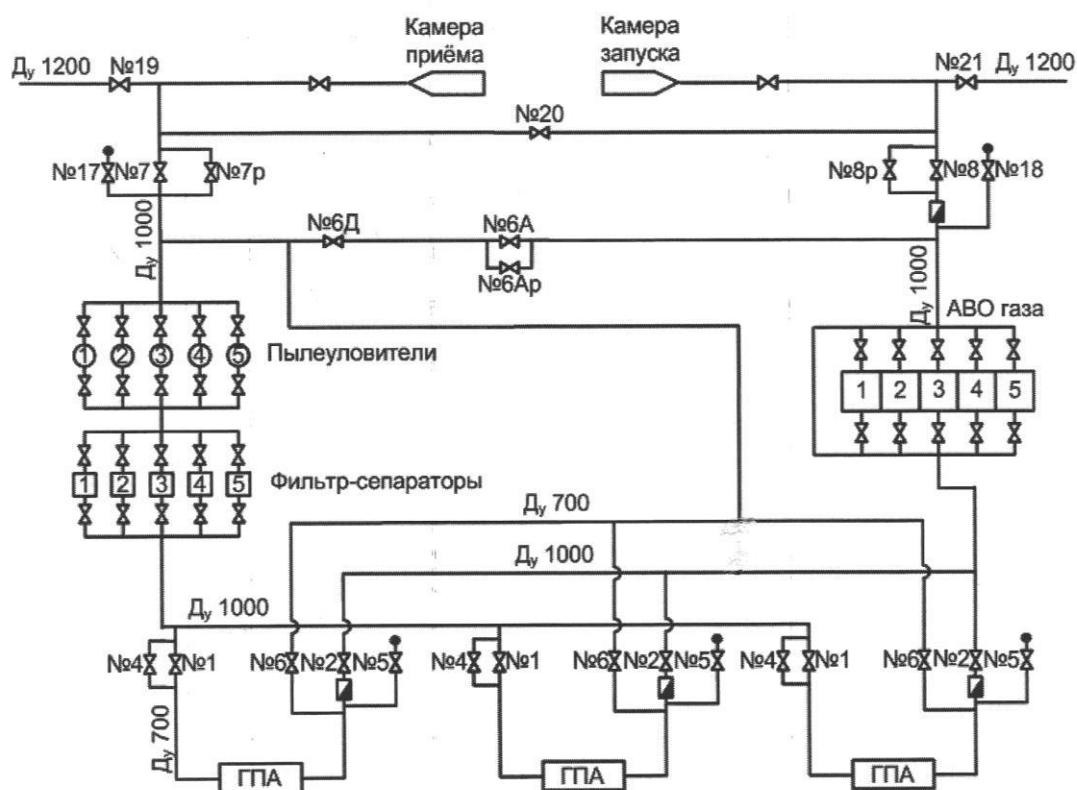
В зависимости от типа центробежных нагнетателей, используемых на КС, различают две принципиальные схемы обвязок ГПА:

- схема с последовательной обвязкой, характерная для неполнонапорных нагнетателей;
- схема с параллельной обвязкой, характерная для полнонапорных нагнетателей.

На рис. 1 представлена принципиальная схема КС с параллельной обвязкойГПА для полнонапорных нагнетателей.

По этой схеме газ из магистрального газопровода с условным диаметром 1220 мм (D_y 1200) через охранный кран №19 поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу. Кран №19 предназначен для автоматическо-го отключения магистрального газопровода от КС в случае возникновения ка- ких-либо аварийных ситуаций на узле подключения, в технологической обвязке компрессорной станции или обвязке ГПА.

После крана №19 газ поступает к входному крану №7, также расположенному на узле подключения. Кран №7 предназначен для автоматического отключения магистрального газопровода. Входной кран №7 имеет обводной кран №7Р, который предназначен для заполнения газом всей системы технологической обвязки компрессорной станции. Только после выравнивания давления в магистральном газопроводе и технологических коммуникациях станции с помощью крана №7Р производится открытие крана №7. Это делается во избежание газодинамического удара, который может возникнуть при открытии крана №7 без предварительного заполнения газом технологических коммуникаций компрессорной станции.



Р и с . 1. Принципиальная схема КС с параллельной обвязкой ГПА

Сразу за краном №7 по ходу газа установлен свечной кран №17. Он служит для стравливания газа в атмосферу из технологических коммуникаций станции при производстве на них профилактических работ. Аналогичную роль он выполняет при возникновении аварийных ситуаций на КС. После крана №7 газ поступает к установке очистки, где размещены пылеуловители и фильтр-сепараторы. В них он очищается от мехпримесей и влаги.

После очистки газ по трубопроводу D_y 1000 поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ГПАД_y 700 через кран №1 на вход центробежных нагнетателей.

После сжатия в центробежных нагнетателях газ проходит обратный клапан, выходной кран №2 и по трубопроводу D_y 1000 поступает на установку охлаждения газа (АВО газа).

После установки охлаждения газ через выкидной шлейф газ по трубопроводу D_y 1200 через выходной кран №8 поступает в магистральный газопровод.

Перед краном №8 устанавливается обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного потока газа из газопровода. Этот поток газа, если он возникнет при открытии крана №8, может привести к обратной раскрутке центробежного нагнетателя и ротора силовой турбины, что, в конечном итоге, приведет к серьезной аварии на КС.

Назначение крана №8, который находится на узле подключения КС, аналогично крану №7. При этом стравливание газа в атмосферу происходит через свечной кран №18, который установлен по ходу газа перед краном №8.

Кран 8р используется при заполнении КС транспортируемым газом.

На узле подключения КС между входным и выходным трубопроводами имеется перемычка D_y 1200 с установленным на ней краном №20. Назначение этой перемычки – производить транзитную подачу газа, минуя КС в период её отключения (закрыты краны №7 и №8; открыты свечи №17 и №18).

На узле подключения КС установлены камеры приёма и запуска очистного устройства магистрального газопровода. Эти камеры необходимы для приёма и запуска очистного устройства, которое проходит по газопроводу и очищает его от механических примесей, влаги, конденсата. Очистное устройство представляет собой поршень со щетками или скребками, который движется до следующей КС в потоке газа за счет разности давлений – до и после поршня. На магистральном газопроводе после КС установлен и охранный кран №21, назначение которого такое же, как и охранный кран №19.

При эксплуатации КС может возникнуть ситуация, когда давление на выходе станции может приблизиться к максимально разрешенному или проектному. Для ликвидации такого режима работы станции между выходным и входным трубопроводами устанавливается перемычка D_y 500 с краном №6А. Этот кран также необходим при пуске или останове цеха или группы агрегатов при последовательной обвязке. При его открытии часть газа с выхода поступает на вход, что снижает выходное давление и увеличивает входное. Снижается и степень сжатия центробежного нагнетателя. Работа КС с открытым краном №6А называется работой станции на «Станционное кольцо». Параллельно крану №6А врезан кран №6АР, необходимый для предотвращения работы ГПА в

помпажной зоне нагнетателя. Для минимально заданной заводом-изготовителем степени сжатия нагнетателя последовательно за краном №6А врезается ручной кран №6Д.

Рассмотренная схема технологической обвязки КС позволяет осуществлять только параллельную работу нескольких работающих ГПА. При таких схемах КС применяются агрегаты с полнонапорными нагнетателями со степенью сжатия 1,45-1,5.

На рис. 2 представлена схема с последовательной обвязкой ГПА, которая реализуется для работы КС с неполнонапорными нагнетателями.

Эта схема позволяет осуществлять как параллельную работу одного, двух, трех ГПА, так и параллельную работу группы агрегатов, состоящей из двух или трех последовательно работающих ГПА. Для этой цели используются так называемые «режимные» краны (№41-49), при изменении положения которых можно осуществить любую необходимую схему работы ГПА.

Агрегатные краны относятся непосредственно к обвязке нагнетателя и обеспечивают его подключение к технологическим трубопроводам станции. К ним относятся краны №№ 1, 2, 3, 3 бис, 4, 5:

1, 2 – краны, отключающие компрессор;

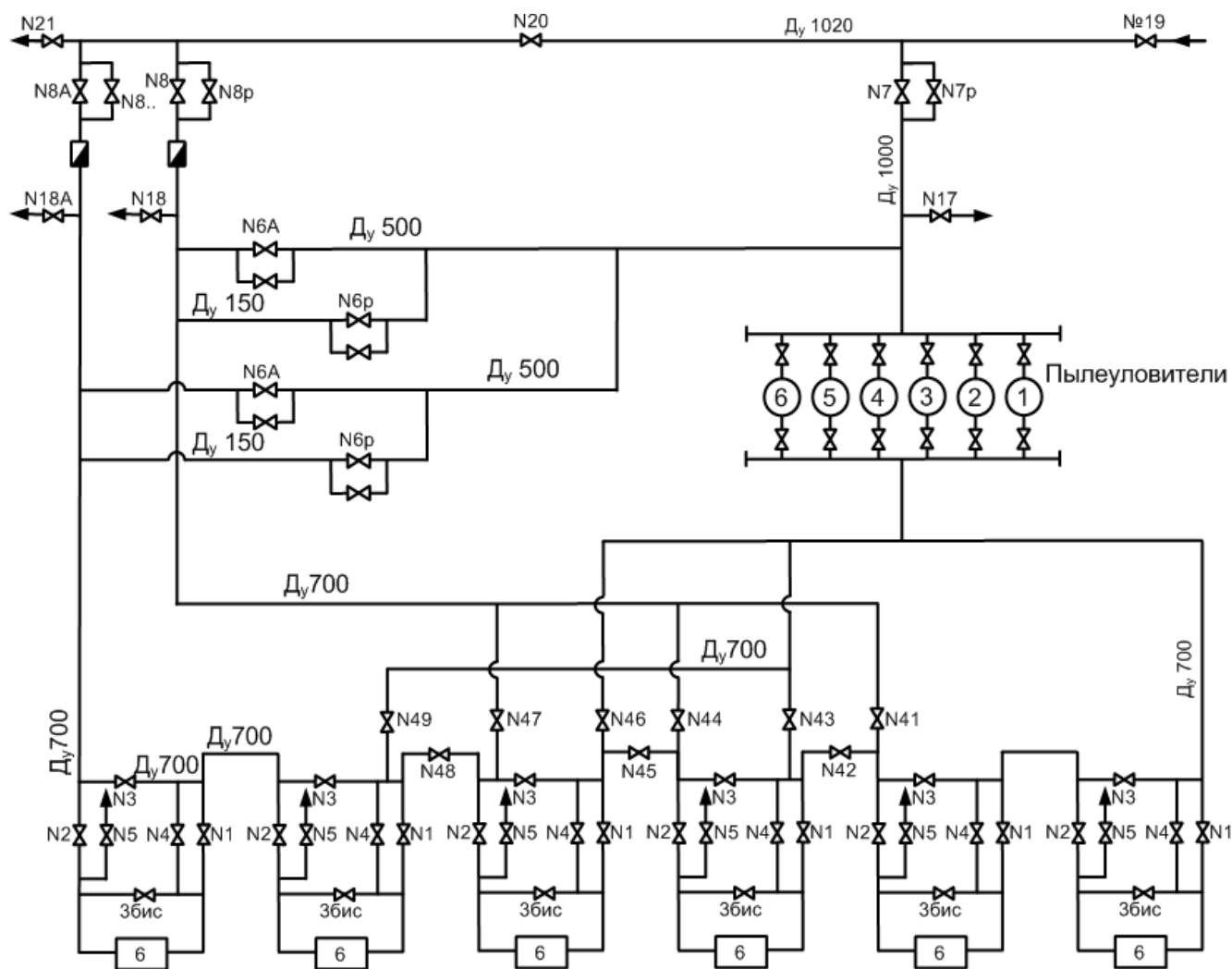
3 – кран для прохода газа при неработающем компрессоре;

3бис – кран служит для перепуска газа с выкида на приём компрессора (малый контур);

3 – кран для заполнения и продувки малого контура;

4 – продувочная свеча для сброса газа в атмосферу при продувке контуров.

Для получения необходимой степени сжатия в этих схемах газ после выхода из одного нагнетателя сразу же поступает на вход другого. Необходимый расход газа через КС достигается параллельной работой нескольких групп ГПА.



Р и с . 2. Принципиальная технологическая схема КС
с последовательной обвязкой ГПА (неполнонапорный ЦБН)

Выход газа после компремирования осуществляется по выходным шлейфам. На каждом выходном шлейфе установлен свой трубопровод, соединенный с входным трубопроводом перед пылеуловителями, позволяющий выводить на «Станционное кольцо» при открытии крана 6 или 6А любую из работающих групп ГПА.

Отличительной особенностью эксплуатации полнонапорных обвязок КС перед неполнонапорными является:

- схема с полнонапорными ЦБН значительно проще в управлении, чем с неполнонапорными ЦБН из-за значительно меньшего количества запорной арматуры;
- схема с полнонапорными нагнетателями позволяет использовать в работе любые, имеющиеся в «резерве», агрегаты;
- при остановке в группе одного неполнонапорного ГПА требуется

выводить на режим «кольцо» и второй агрегат;

- отпадает необходимость в кранах №3, режимных №№ 41-49, а на некоторых обвязках и № 3бис;

4. Теоретические положения по расчету ЦНБ

Для ЦБН и на стадии проектирования и при эксплуатации, когда оценивают техническое состояние машин, определяют политропический КПД нагнетателя, проверяют реальную степень сжатия газа в компрессорных машинах, рассчитывают внутреннюю мощность ГПА.

(Понятие внутренней мощности для ЦБН равноценно понятию индикаторной мощности для поршневых компрессоров, т.е. N_i – это мощность, затраченная непосредственно на процесс сжатия газа в реальных условиях работы нагнетателя.)

Понятие политропического КПД для характеристики работы компрессора введено из следующих соображений: сжатие газа в компрессорах МГП не соответствует чистым теоретическим процессам сжатия по адиабате или политропе.

В данном случае имеет место внешне адиабатический процесс сжатия, т.е. сжатие происходит без отвода тепла от сжатого газа в промежуточных холодильниках или отвода тепла от корпуса машины, но в то же время предусмотрено охлаждение отдельных узлов компрессора – торцовых уплотнений, подшипников. Поэтому вместо термина «политропный КПД» использован термин «политропический КПД», который можно оценить, используя уравнение:

$$\eta_{пол} = \frac{n_m}{n_m - 1} \cdot \frac{k - 1}{k}, \quad (1)$$

где n_m – показатель политропического (внешне адиабатического) процессасжатия;

k – показатель адиабаты.

Более точную оценку политропического КПД $\eta_{пол}$, степени сжатия газа ε , внутренней мощности N_i для заданных условий сжатия производят с помощью приведенных характеристик центробежных нагнетателей.

Приведенные характеристики показывают зависимость ε , $\eta_{пол}$, N_i от объёмной производительности компрессора в условиях всасывания. Характеристики построены по данным, полученным в процессе многолетней эксплуатации МГП, но так как эти данные получены для каких-то конкретных условий по температуре всасывания, давлению всасывания, по составу газа, а применить их необходимо для широкого спектра этих значений, то были использованы приведенные характеристики. Иначе, характеристики, снятые для каких-то конкретных условий, были приведены к фиксированным, целесообразно выбранным условиям.

В качестве параметров приведения выбраны:

$$R_{пр} = 500 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$T_{пр} = 288^\circ\text{К};$$

$$z_{пр} = 0,91;$$

$$n_{пр} = n_{ном},$$

$$\text{где } R_{пр} \text{ – приведенная газовая постоянная, } \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$T_{пр}$ – приведенная температура газа при всасывании, $^\circ\text{К}$;

$z_{пр}$ – приведенный коэффициент сжимаемости в условиях всасывания;

$n_{пр}$, $n_{ном}$ – число оборотов вала, приведенное и номинальное, соответственно, об/мин.

Характеристики построены для каждого типа выпускаемых и эксплуатируемых в системах МГП нагнетателей.

Изданы альбомы приведенных характеристик.

Пример приведенных характеристик показан на рис. 3.

Набор уравнений, связывающих приведенные и реальные параметры перекачки, записывается следующим образом:

$$Q_{np} = Q_{\epsilon} \left(\frac{n_n}{n} \right), \quad (2)$$

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} = \frac{n_n}{n} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np} T_{np}}{z R T_{\epsilon}}}, \quad (3)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{\epsilon}} \right)_{np} = \frac{N_i}{\rho_{\epsilon}} \cdot \left(\frac{n_n}{n} \right)^3, \quad (4)$$

где Q_{np} , Q_{ϵ} – производительность нагнетателя, приведенная и в реальных условиях всасывания, соответственно, м³/мин;

n_n – номинальное число оборотов вала нагнетателя, об/мин;

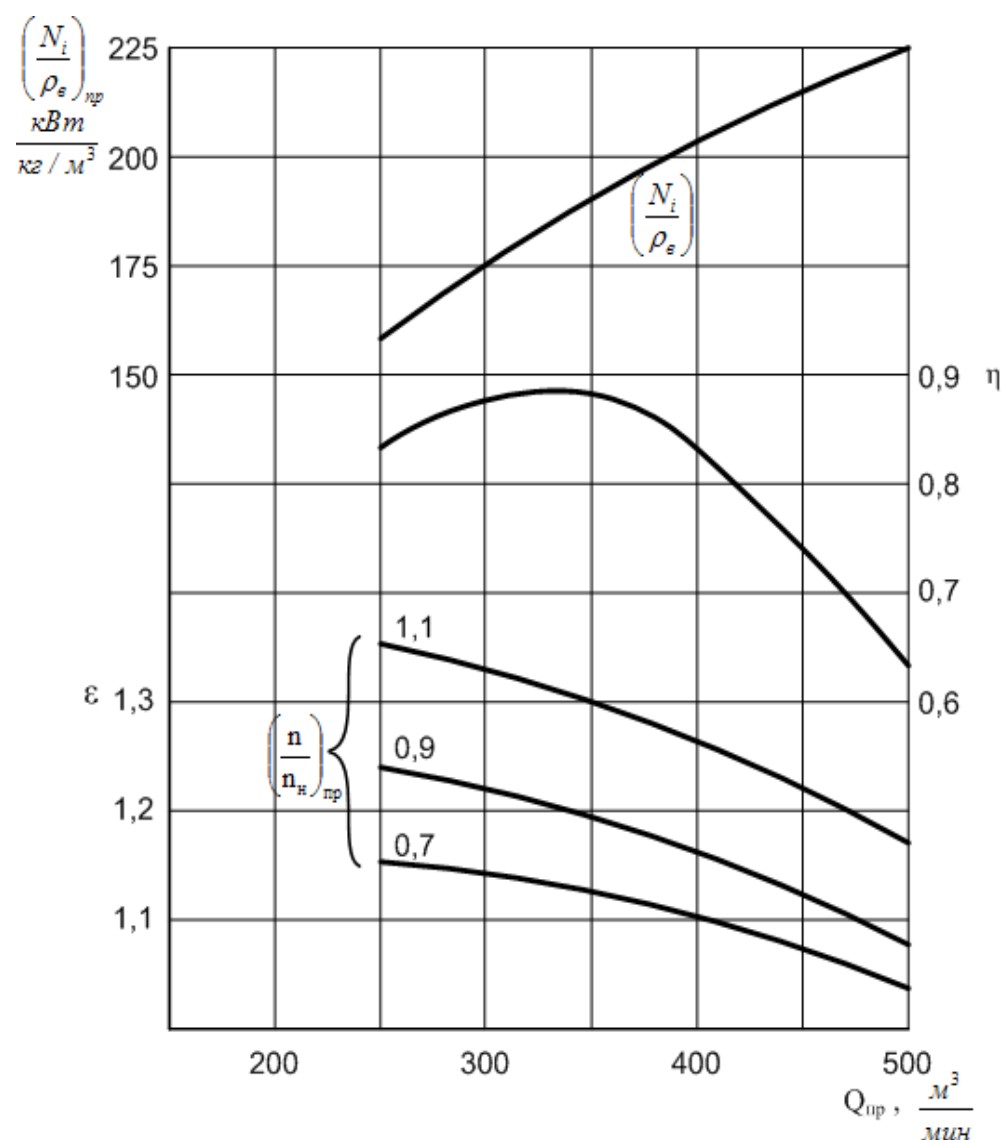
n – действительное число оборотов, об/мин;

N_i – внутренняя мощность центробежного нагнетателя, кВт;

ρ_{ϵ} – плотность газа в реальных условиях всасывания, кг/м³;

z_{np} , R_{np} , T_{np} – приведенные коэффициент сжимаемости, газовая постоянная, температура при всасывании;

z , R , T_{ϵ} – то же, в реальных условиях всасывания.



Р и с .3 Приведенные характеристики ЦБН

Конечной целью расчета, проводимого с использованием приведенных характеристик, является проверка на стадии проектирования по полученным значениям N_i , $\eta_{пол}$, ε выбранного компрессорного оборудования для заданных условий перекачки газа, на стадии эксплуатации – оценка технического состояния нагнетателя. При этом расчетные и паспортные (номинальные – « n ») значения данных величин должны удовлетворять неравенствам:

$$N_i \leq N_n, \quad (5)$$

$$\eta_{пол} \approx \eta_{пол\ n}, \quad (6)$$

$$\varepsilon \leq \varepsilon_n. \quad (7)$$

Порядок расчета по приведенным характеристикам.

1. Исходные данные: производительность при условии всасывания $Q_в$, действительное число оборотов вала n об/мин, номинальное число оборотов вала n_n об./мин., коэффициент сжимаемости перекачиваемого газа в условиях всасывания $z_в$, температура при всасывании $T_в$, газовая постоянная перекачиваемого газа R .

2. По уравнению (2) определяется величина Q_{np} , при этом значение Q_{np} должно быть не менее, чем на 10 % больше наименьшего Q_{np} , от которого начинаются кривые характеристик, т.к. наименьший расход соответствует границе помпажа (на рис. 3 Q_{np} должна быть не менее 275 м³/мин).

3. По уравнению (3) рассчитывается отношение $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{np}$

4. По рис. 3 в зависимости от значений Q_{np} и $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{np}$ по соответствующим кривым находятся значения $\left(\frac{N_i}{\rho_в}\right)_{np}$, $\eta_{пол}$, ε . Затем по уравнению 4 определяют внутреннюю мощность ЦБН - N_i . К полученному значению N_i необходимо прибавить механическую потерю мощности $N_{мех}$. Сумма $(N_i + N_{мех})$ есть мощность на муфте нагнетателя, при этом должно иметь место неравенство:

$$(N_i + N_{мех}) \leq N^P,$$

где $N_{мех}$ для ГТУ принимается равной 100 кВт, для электропривода – 150 кВт.

При выполнении всех условий можно судить о правильности выбора компрессора, или по полученным величинам и по их отклонениям от значений N_i , $\eta_{пол}$, ε , которые имели место при пуске КС в работу, можно судить о техническом состоянии нагнетателя после определенного срока эксплуатации.

5. Пример расчета

Исходные данные:

- 1) состав газа, % объемный:
 $\text{CH}_4 - 96,9$;
 $\text{C}_2\text{H}_6 - 1,22$;
 $\text{C}_3\text{H}_8 - 1,88$;
- 2) производительность перекачки $Q_{\text{перекачки}} = 66$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$;
- 3) тип нагнетателя – ГПА-370-18-2;
- 4) производительность ГПА $Q_{\kappa} = 33$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$;
- 5) давление на входе КС $P_{\text{в}} = 61$ кгс/см² (6,08 МПа);
- 6) давление на выходе нагнетателя $P_{\text{н}} = 77$ кгс/см² (7,55 МПа);
- 7) температура на входе КС $t_{\text{в}} = 15$ °С (288 К);
- 8) номинальная частота вращения ротора нагнетателя $n_n = 4800$ об/мин;
- 9) фактическая частота вращения ротора нагнетателя $n = 4600$ об/мин;
- 10) коэффициент внешне адиабатического сжатия $k = 1,31$;
- 11) номинальная мощность $N_{\text{н}} = 9900$ кВт;
- 12) политропический КПД номинальный $\eta_n = 0,81$.

Расчет:

- 1) молекулярная масса газа:

$$Mr_{см} = \sum_{i=1}^n Mr_i x_i', \quad (8)$$

где Mr_i – молекулярная масса газа, i – компонент;

x_i - объемная доля каждого компонента смеси.

$$Mr_{см} = 0,969 \cdot 16 + 0,022 \cdot 30 + 0,0188 \cdot 44 = 15,5 + 0,366 + 0,827 = 16,7;$$

2) критические, приведенные параметры. Коэффициент сжимаемости газа z .

$$T_{np} = \frac{T_{раб}}{T_{кр}}, \quad P_{np} = \frac{P_{раб}}{P_{кр}}.$$

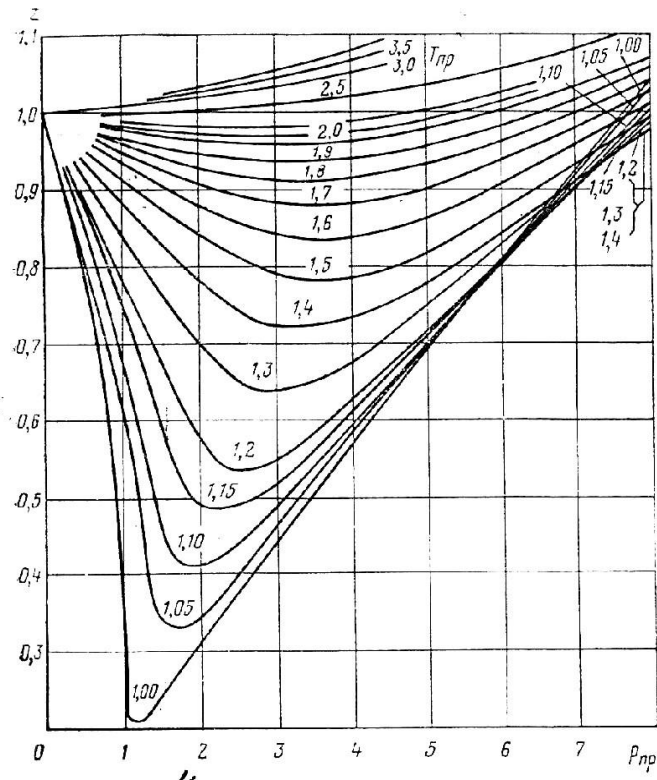
Расчет ведется по правилу аддитивности (уравнение 8) для условий всасывания.

$$T_{крсм} = 181 \cdot 0,969 + 305,4 \cdot 0,0122 + 368,8 \cdot 0,0188 = 175,4 + 3,72 + 6,93 = 186 \text{ К}.$$

$$P_{крсм} = 45,8 \cdot 0,969 + 48,2 \cdot 0,0122 + 49,4 \cdot 0,0188 = 44,38 + 0,59 + 0,93 = 45,9 \text{ кгс/см}^2.$$

$$T_{npсм} = \frac{15 + 273}{186} = 1,55, \quad P_{npсм} = \frac{61}{45,9} = 1,33.$$

z определяется по рис. 4, $z = 0,9$.



Р и с . 4 . Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления в приведенных условиях

3) газовая постоянная газа:

$$R = \frac{R'}{Mr_{см}}, \quad (9)$$

где R - универсальная газовая постоянная $R = 8310 \frac{\text{Дж}}{\text{Кмоль} \cdot \text{град}}$;

$$R = \frac{8310}{16,7} = 498 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{град}};$$

4) плотность газа при нормальных условиях (0 С, 760 мм рт. ст.):

$$\rho_{н.у.} = \frac{Mr_{см}}{22,4}, \quad (10)$$

$$\rho_{н.у.} = \frac{16.7}{22,4} = 0,745 \text{ кг/м}^3 ;$$

5) плотность газа при стандартных условиях (20 С°, 760 мм рт. ст.):

$$\rho_{ст.у.} = \rho_{н.у.} \frac{273}{293} , \quad (11)$$

$$\rho_{ст.у.} = 0,745 \frac{273}{293} = 0,695 \text{ кг/м}^3 ;$$

6) плотность газа при условиях всасывания определяется из уравнения Клапейрона-Менделеева:

$$P_{\epsilon} \nu = zRT_{\epsilon} , \quad (12)$$

где P_{ϵ} – давление всасывания, Па;

ν – удельный объем газа, м³/кг $(\nu_{\epsilon} = \frac{1}{\rho_{\epsilon}})$
 T_{ϵ} – температура газа на входе в нагнетатель, К.

$$\rho_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{zRT_{\epsilon}} , \quad (13)$$

$$\rho_{\epsilon} = \frac{6100000}{0,9 \cdot 498 \cdot 288} = 47,2 \text{ кг/м}^3 ;$$

7) по производительности принимаем два работающих нагнетателя, соединенных параллельно. Производительность одного нагнетателя:

$$Q_{\kappa} = \frac{Q_{\text{перекачки}}}{n_{\text{нагн.}}} , \quad (14)$$

где $Q_{\text{перекачки}}$ – производительность перекачки, м³/сут;

$n_{\text{нагн}}$ – число работающих нагнетателей.

$$Q_k = \frac{66 \cdot 10^6}{2} = 33 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут};$$

8) объемная производительность нагнетателя при условии всасывания:

$$Q_v = \frac{Q_k \rho_{\text{ст.у.}}}{1440 \cdot \rho_v} = \frac{33 \cdot 10^6 \cdot 0,695}{1440 \cdot 47,2} = 337 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (15)$$

9) характеристики ЦНБ (степень сжатия, внутренняя мощность, политропический КПД) определяются на основании приведенной характеристики нагнетателя 370-18-2, представленной на рис. 5.

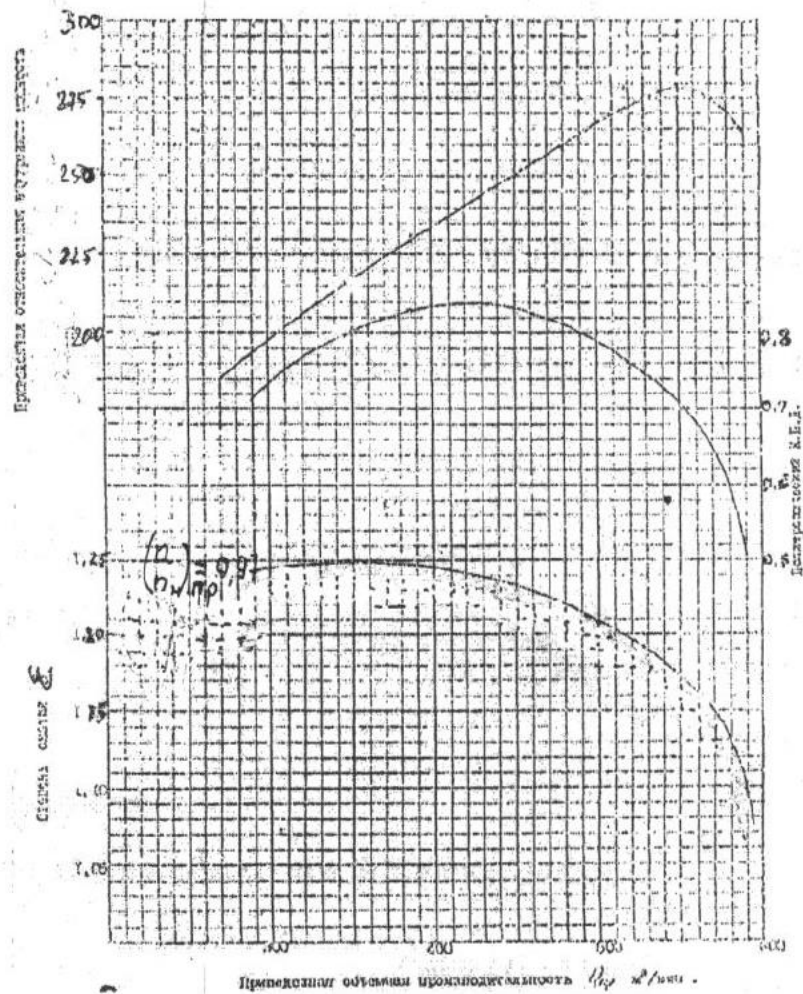
○

Условия приведения: $z_{np} = 0,888$,

$$R_{np} = 518 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{град}},$$

$$T_{np} = 288 \text{ К}.$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_H} \right) \frac{\text{кВт}}{\text{кг/м}^3}$$



Р и с . 5 . Характеристики работы магнетателя 370-18-2

$$Q_{np} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_v,$$

где n_n – номинальная частота вращения ротора магнетателя, об/мин;
 n – фактическая частота вращения ротора магнетателя, об/мин.

$$Q_{np} = \frac{4800}{4600} \cdot 337 = 352 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Определение приведенной частоты вращения (уравнение 4):

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np} T_{np}}{z R T_e}},$$

где z_{np} , R_{np} , T_{np} – параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя.

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{4600}{4800} \sqrt{\frac{0,888 \cdot 518 \cdot 288}{0,9 \cdot 498 \cdot 288}} = 0,97.$$

Из характеристик нагнетателя по рис. 5 определим степень сжатия $\varepsilon = 1,25$ и приведенную мощность:

$$\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{np} = 217 \frac{\text{кВт}}{\text{кг} \cdot \text{м}^3}.$$

Определение внутренней мощности, потребляемой нагнетателем (уравнение 4):

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{np} \cdot \rho_v \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)^3 = 217 \cdot 47,2 \cdot 0,970^3 = 9347 \text{ кВт}.$$

Мощность на валу привода:

$$N = N_i + N_{мех}, \quad (16)$$

где $N_{мех}$ – механические потери (для газотурбинного привода $N_{мех} = 100$ кВт.).

$$N = 9347 + 100 = 9447.$$

Таким образом, мы получаем что $N \leq N_n$, где 9900 кВт – номинальная мощность из паспортных данных нагнетателя.

$$9447 \leq 9900 \text{ кВт}.$$

Давление на выходе нагнетателя:

$$P_n = P_e \cdot \varepsilon = 61 \cdot 1,250 = 76,2 \text{ кг/см}^2 (7,47 \text{ МПа}). \quad (17)$$

Политропический коэффициент полезного действия $\eta = 0,800$ (рис. 5), полученное значение близко к номинальному;

10) определение температуры газа на выходе нагнетателя:

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{с}} \cdot \epsilon^{\frac{k-1}{k}}, \quad (18)$$

где k – показатель внешне адиабатического сжатия, $k = 1,31$.

$$T_{\text{вых}} = 288 \cdot 1,25^{\frac{1,31-1}{1,31}} = 305 \text{ К}.$$

Установленные на КС 22А центробежные нагнетатели типа 370-18-2 в количестве двух единиц при их параллельном соединении обеспечивают необходимую производительность перекачки при выполнении требуемых условий по производительности, степени сжатия, $\eta_{пол}$, N_i .

6. Варианты для расчета

Номер варианта курсовой работы соответствует последней цифре номера зачетной книжки.

1. Состав газа и производительность перекачки принять по табл. 1.
2. Давление на входе КС принять $p_{вх} = 38 \text{ кг/см}^2$.
3. Температуру на входе КС принять в соответствии с табл. 2.

Таблица 1

Компонент газа, % объемный	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄	90,0	90,0	92,0	92,0	92,0	93,0	93,0	94,0	95,0	95,0
C ₂ H ₆	5,0	8,0	3,0	5,0	4,0	5,0	4,0	4,0	2,5	3,0
C ₃ H ₈	5,0	2,0	5,0	3,0	4,0	2,0	3,0	2,0	2,5	2,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Производительность, млн. м ³ /сут	33,7	32,2	30,8	28	47,4	45,9	40,9	42	37,8	26,8

Таблица 2

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Температура, °C	10	15	20	25	30	0	-2	-5	+8	+18

4. Тип нагнетателя принять в соответствии с табл. 3.

Таблица 3

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тип нагнетателя	Н-300-1,23	НГ-280-9	ГПА-Ц-6,3 Н 196-1,45	НЗЛ-260-13-2	ГПА-Ц-6,3 Н 196-1,45	ГПА-Ц-6,33 Н 196-1,45	НЗЛ-260-13-2	НЗЛ-260-13-2	Н-300-1,23	520-12-1

5. Фактическую частоту вращения ротора принять по табл. 4.

Таблица 4

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Фактическая частота вращения ротора, об/мин	5900	4300	7870	5280	8050	7700	5200	5100	5900	4600

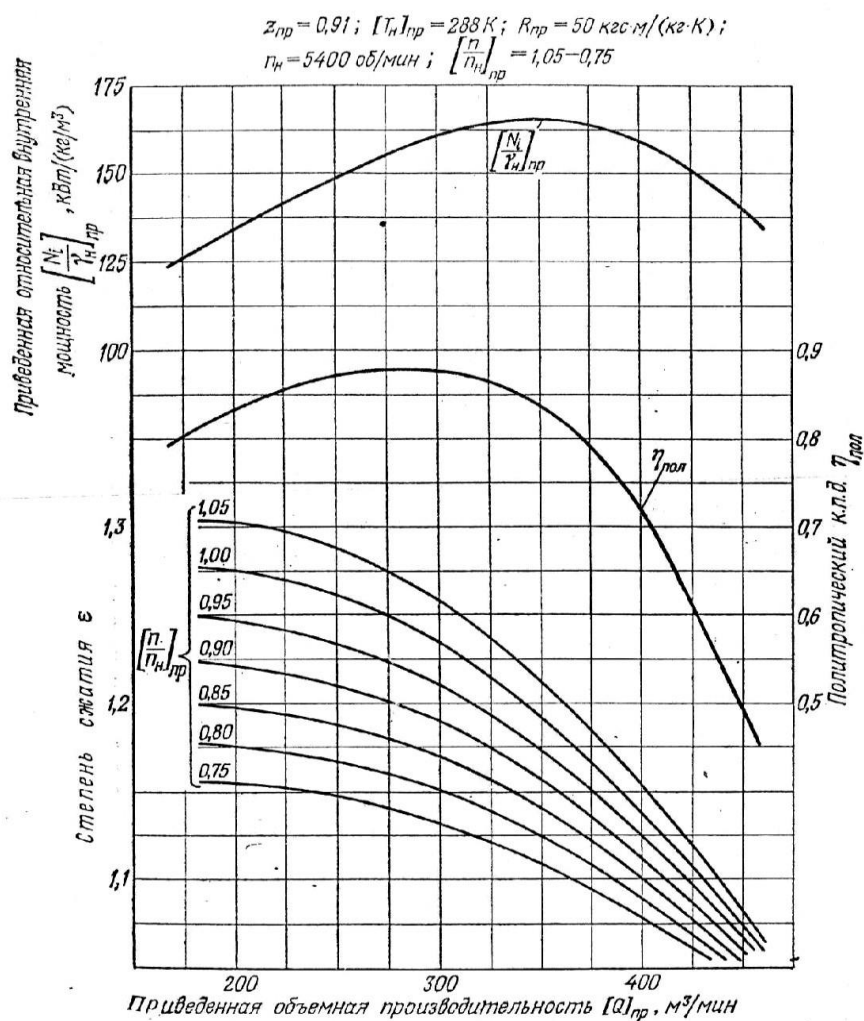
6. Показатель политропы принять равным 1,31.

7. Технические характеристики ЦНБ приведены в табл. 5.

Таблица 5

Тип ЦНБ	Номинальная производительность (20 °С, 760 мм рт. ст.), млн м ³ /сут	Номинальная частота вращения, об/мин	Номинальная мощность ЦНБ, кВт	Степень сжатия	Политропический КПД, %
НЗЛ-260-13-2	14,0	5550	4250	1,25	87
Н-300-1,23	19,0	6150	6000	1,25	87
ГПА-Ц-6,3 Н 196-1,45	12,0	8200	6300	1,45	83
НГ-280-9	34,0	5000	9000	1,2	86
520-12-1	29,3	4800	10000	1,27	85

Приведенные характеристики представлены на рис. 6 – рис. 10.

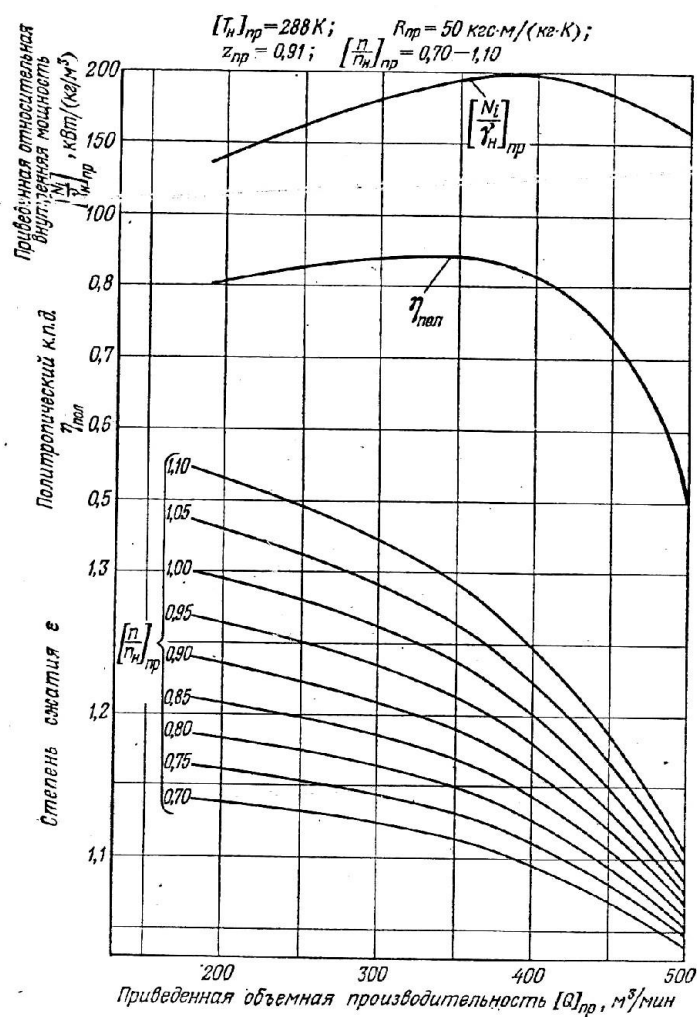


Р и с . 6. Приведенные характеристики нагнетателя НЗЛ-260-13-2:

$$Q_{np} = \frac{n_n}{n} Q; \quad \left[\frac{n}{n_n}\right]_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{np} [T_n]_{np} R_{np}}{z T_n R}}; \quad \left[\frac{N_i}{\gamma_n}\right]_{np} = \left(\frac{n_n}{n}\right)^3 \frac{N_i}{\gamma_n}$$



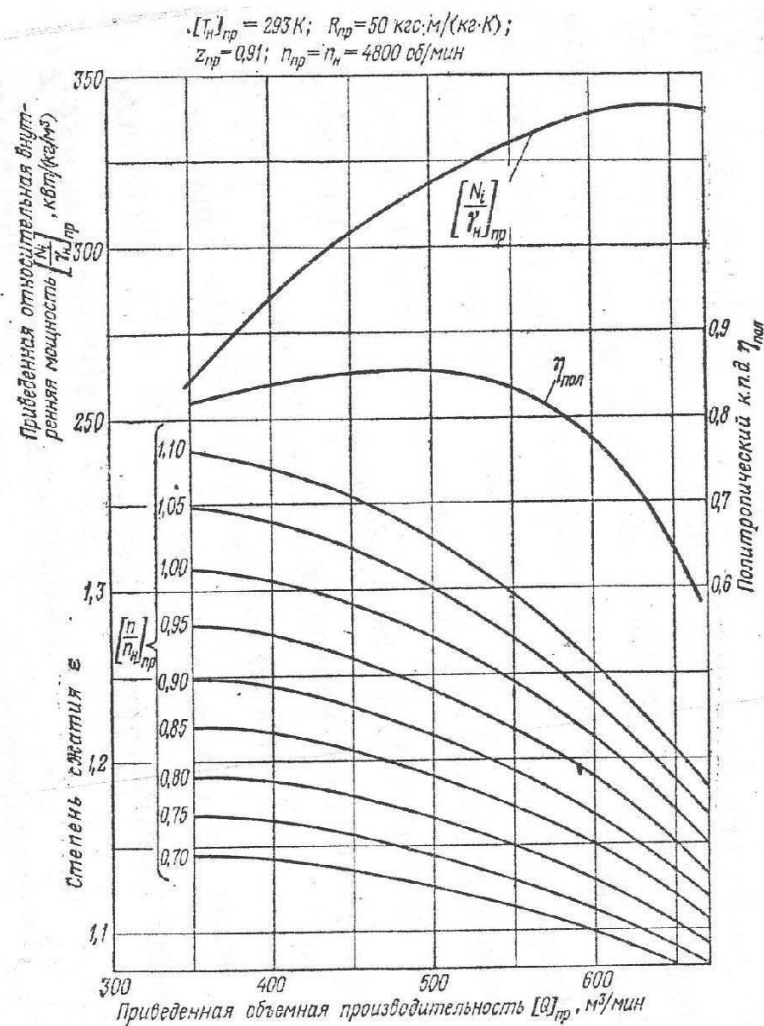
26



Р и с . 8 . Приведенные характеристики нагнетателя Н-300-1,23:

$$[Q]_{пр} = \frac{n_H}{n} Q; \quad \left[\frac{n}{n_H}\right]_{пр} = \frac{n}{n_H} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} [T_H]_{пр}}{z R T_H}};$$

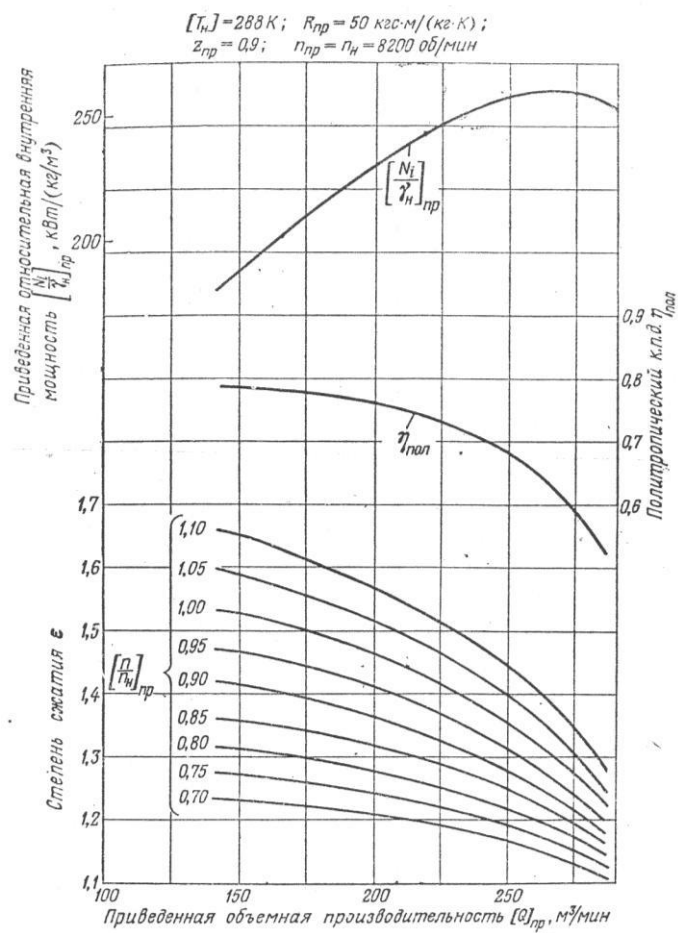
$$\left[\frac{N_t}{\gamma_H}\right]_{пр} = \left(\frac{n_H}{n}\right)^3 \frac{N_t}{\gamma_H}$$



Р и с . 9 . Приведенные характеристики нагнетателя 520-12-1:

$$Q_{пр} = \frac{n_n}{n} Q; \quad \left[\frac{n}{n_n} \right]_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр} [T_n]_{пр} R_{пр}}{z T_n R}};$$

$$\left[\frac{N_i}{\gamma_n} \right]_{пр} = \left(\frac{n_n}{n} \right)^3 \frac{N_i}{\gamma_n}$$



Р и с . 10 . Приведенные характеристики нагнетателя ГПА-Ц-6,3:

$$Q_{пр} = \frac{n_{пр}}{n} Q; \quad \left[\frac{n}{n_H} \right]_{пр} = \frac{n}{n_H} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} [T_H]_{пр}}{z R T_H}},$$

$$\left[\frac{N_i}{\gamma_H} \right]_{пр} = \left(\frac{n_H}{n} \right)^3 \frac{N_i}{\gamma_H}$$

Список использованной литературы

1. *А.Н. Козаченко.* Эксплуатация компрессорных станций магистральныхгазопроводов. – М.: Недра и газ, 1999.
2. *А.В. Деточенко и др.* Спутник газовика, Москва, Недра, 1978.
3. *М.В. Лурье.* Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа, Москва, Нефть и газ, 2002.
4. *И.С.Шабуро.* Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Компрессоры и компрессорные станции». Самара, тип. СГТУ, 2013.
5. СНИП 2.05.06-85*.