

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовому проекту
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Новополоцк 2007

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.77я73

Одобрены и рекомендованы к изданию
методической комиссией технологического факультета

Кафедра трубопроводного транспорта и гидравлики

Составители:

П. В. Коваленко, ст. преподаватель;
Н. Н. Пистунович, магистрант

Рецензенты:

В. Е. Савенок, канд. техн. наук, доцент;
Л. М. Спириденко, канд. техн. наук, доцент

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности республики имеют принципиальное значение как для перестройки отрасли, так и промышленности в целом. Выход из кризисного состояния, в котором оказалась нефтяная промышленность, предотвращение потерь нефти и газа в процессе добычи, транспортировки и хранения, повышение эффективности их использования возможны путём модернизации основного и вспомогательного оборудования насосных и компрессорных станций, внедрения прогрессивных технологий перекачки, оснащенной современными системами автоматизации машин и аппаратов.

Изучение комплексной дисциплины «Машины и оборудование газо-нефтепроводов» позволит готовить инженеров для последующей практической деятельности в области проектирования и эксплуатации насосных и компрессорных станций как важной составной части систем магистрального транспорта нефти, газа и нефтепродуктов.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

При выполнении курсового проекта студенты должны овладеть всеми расчетами, связанными с подбором основного и вспомогательного оборудования, знать назначение, устройство и принцип его работы, способы регулирования производительности насосной и компрессорной станций, уметь определять рабочий режим, разобраться в работе вспомогательных систем при эксплуатации нагнетателей.

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4, на которых должны быть оставлены поля шириной: 30 мм слева, 15 мм сверху, по 10 мм справа и снизу. Титульный лист расчетно-пояснительной записки оформляется по указанному образцу. На втором листе должно быть написано задание в соответствии с вариантом.

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

Все схемы и графическая часть должны быть изображены четко и в крупном масштабе.

Если на один график наносится несколько характеристик, то их следует наносить различными цветами.

Графическая часть проекта выполняется на листе ватмана формата А1.

Часть 1

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Графическая часть проекта должна содержать следующий материал:

- технологическая схема насосной станции;
- график совмещенной работы трубопровода и насосной станции;
- экспликацию оборудования и арматуры насосной станции.

Теоретическая часть должна состоять из следующих разделов:

- I. Назначение станции.
- II. Подбор основного и вспомогательного оборудования НС.
- III. Описание технологической схемы НС.
- IV. Описание конструкции нагнетателя.
- V. Вспомогательные системы насосных станций.

В разделе должны быть описаны следующие вспомогательные системы:

- система разгрузки торцовых уплотнений;
- система сбора утечек;

- централизованная система смазки и охлаждения подшипников;
- система регулирования давления.

VI. Используемая литература.

1. Исходные данные и их обработка

Исходными данными для выполнения первой части курсового проекта, связанной с подбором основного и вспомогательного оборудования насосной станции, являются:

- задание на перекачку G (млн т/ год);
- назначение станции;
- расстояние между НС L (км);
- разность геодезических отметок начало и конца трубопровода H_2 (м);
- температура грунта на глубине заложения трубопровода;
- свойства перекачиваемых нефти и нефтепродукта;
- характеристики труб и насосного оборудования.

Исходные данные содержатся в задании на выполнение курсового проекта (прил. 1).

Температура грунта на глубине заложения трубопровода определяется по климатологическим справочникам (температуру грунта взять из задания Ч 2 «Температура окружающей среды»).

2. Определение плотности, вязкости и давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости

Расчетные свойства перекачиваемой жидкости вычисляются в соответствии с найденной температурой грунта.

Изменение плотности перекачиваемой жидкости вследствие изменения температуры T рассчитывают по формуле Д. И. Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_P(T - 293)}, \quad (2.1)$$

где ρ_T , ρ_{293} – плотность при температурах T и 293 К;

β_P – коэффициент объемного расширения (прил. 2).

Довольно часто пользуются также линейной зависимостью

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T), \quad (2.2)$$

где ξ – температурная поправка (прил. 2) или ориентировочно ее можно рассчитать по формуле

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{293}.$$

Вязкость – одна из наиболее важных характеристик, т.к. от нее в значительной степени зависит гидравлическое сопротивление трубопровода. Вязкость существенно меняется с изменением температуры. В технических расчетах чаще всего используют кинематическую вязкость ν . Если лабораторных данных недостаточно, то вязкость можно определить по одной из расчетных зависимостей. Наибольшее применение получили формулы Вальтера (ASTM) и Рейнольдса – Филонова.

Формула Вальтера (ASTM) имеет вид

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T. \quad (2.3)$$

Отсюда

$$\nu = 10^{10^{a+b \lg T}} - 0,8,$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости, мм²/с;

T – абсолютная температура, К.

Эмпирические коэффициенты a и b в (2.3) находятся по формулам

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1, \quad (2.4)$$

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)} \right]}{\lg T_1 + \lg T_2}. \quad (2.5)$$

Для определения постоянных a и b необходимо знать величины кинематической вязкости ν_1 и ν_2 при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно.

Формула Рейнольдса – Филонова имеет вид

$$\nu = \nu_0 \exp[-u(T - T_0)], \quad (2.6)$$

где u – коэффициент вискограммы, 1/К;

ν_0 – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_0 .

В качестве T_0 принимается температура T_1 или T_2 . Соответственно $\nu_0 = \nu_1$ или $\nu_0 = \nu_2$.

Величина u находится по формуле

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (2.7)$$

Достаточная точность зависимости (2.6) во всем рабочем диапазоне температур обеспечивается при выполнении неравенства $T_2 < T < T_1$. В остальных случаях необходимо пользоваться формулой (2.3).

Давление насыщенных паров товарных нефтей при температуре T может быть вычислено по формуле

$$P_s = P_a \exp \left[10,53 \left(1 - \frac{T_{нк}}{T} \right) \right], \quad (2.8)$$

где P_a – атмосферное давление, Па;

$T_{нк}$ – температура начала кипения нефти, К.

Давление насыщенных паров бензина при температуре перекачки определяется по формуле

$$P_s = 57000 \exp \left[0,0327 (T_{нк} - T) \right]. \quad (2.9)$$

Справочный материал по некоторым свойствам нефти и нефтепродуктам представлен в прил. 3.

3. Подбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций

Для перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам используются центробежные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. Они представляют собой зависимость напора (H), потребляемой мощности (N), КПД (η) и допустимого кавитационного запаса ($\Delta h_{дон}$) от подачи (Q) насоса.

Учитывая, что возможность пользоваться каталогами центробежных насосов имеется не всегда, удобно представлять их характеристики в аналитическом виде:

$$H = H_0 + aQ - bQ^2, \quad (3.1)$$

$$\Delta h_{дон} = \begin{cases} \Delta h_{ном} \rightarrow \text{при } 0,5 \cdot Q_{ном} \leq Q \leq Q_{ном} \\ a_0 Q^{b_0} \rightarrow \text{при } Q > Q_{ном} \end{cases}, \quad (3.2)$$

$$\eta_H = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2. \quad (3.3)$$

Для аналитического решения задач трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов часто используется описание напорной характеристики центробежных насосов в следующем виде:

$$H = A - BQ^{2-m}. \quad (3.4)$$

При выбранном коэффициенте Лейбензона m коэффициенты рассчитываются по зависимостям:

$$B = \frac{(Q_2 - Q_1) \cdot [-a + b \cdot (Q_1 + Q_2)]}{Q_2^{2-m} - Q_1^{2-m}},$$

$$A = H_0 + a \cdot Q_2 - b \cdot Q_2^2 + B \cdot Q_2^{2-m}.$$

Как частный случай для насосов с плавно падающей напорной характеристикой ($a = 0$) при $m = 0$ получаем

$$B = b; A = H_0,$$

где $H, \Delta h_{дон}, \eta_n$ – напор, допустимый кавитационный запас и КПД насоса при подаче Q ;

$H_0, a, a_0, b_0, b, c_0, c_1, c_2, A, B$ – эмпирические коэффициенты;

Q_* – безразмерная подача насоса, численно равная Q ;

m – коэффициент, зависящий от режима течения перекачиваемого продукта.

В тех случаях, когда насос электродвигателем не комплектуется, его подбирают, используя следующую формулу

$$N = (1,1 \div 1,25) \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_n \eta_{мех} \eta_{эл} \cdot 3600} \cdot 10^{-3}. \quad (3.5)$$

Параметры имеют следующие размерности: в формулах (3.1) – (3.4) $[H] = \text{м}$; $[\eta] = \text{доли единицы}$; $[\Delta h_{дон}] = \text{м}$; $[Q] = \text{м}^3/\text{ч}$; в формуле (3.5) – $[N] = \text{кВт}$; $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$; $\eta_{мех} = 0,99$.

3.1. Подбор насосного оборудования магистральных насосных станций

3.1.1. По формулам (2.1) – (2.7) определить при расчетной температуре параметры перекачиваемой жидкости – ρ_p и v_p .

3.1.2. Определить расчетную часовую пропускную способность трубопровода по формуле

$$Q_ч = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot \rho_p}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (3.6)$$

3.1.3. По рекомендуемым параметрам подачи из прил. 4 выбрать наружный диаметр трубопровода.

3.1.4. Вычислить внутренний диаметр трубопровода по формуле

$$D_{вн} = D_n - 2\delta_n, \text{ мм.} \quad (3.7)$$

В связи с тем, что в данном курсовом проекте не проводятся прочностные расчеты, толщину стенки δ трубопровода назначить из рекомендуемых значений (прил. 4, 5).

Ориентировочно значение внутреннего диаметра трубопровода можно вычислить по формуле

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot v_0}}, \text{ м,} \quad (3.8)$$

где v_0 – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяется по табл. 1.

Таблица 1

Рекомендуемая скорость перекачки

$Q_{\text{ч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	1 500	2 000	4 000	6 000	8 000	10 000	12 000
$v_0, \text{ м/с}$	1	1,5	2	2,25	2,4	2,6	2,7

На основании полученных расчетов уточнить $D_{вн}$ и определить секундный расход и среднюю скорость перекачки v .

$$Q = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad v = \frac{4Q}{\pi D_{вн}^2}, \text{ м/с.} \quad (3.9)$$

3.1.5. Определение потерь напора в трубопроводе

Структурная формула для определения потерь напора в трубопроводе может быть записана в следующем виде

$$H_{\text{сети}} = h_l + h_{\text{мс}} + \Delta z + h_k = (1,01 - 1,02)h_l + \Delta z + h_k, \quad (3.10)$$

где $\Delta z = H_2 - H_1$ – разность геодезических отметок.

Потери напора на трение рассчитываются по формуле Дарси – Вейсбаха или по обобщенной формуле Лейбензона (3.15)

$$h_l = \lambda \frac{L v^2}{D_{вн} 2g}, \text{ м.} \quad (3.11)$$

На линейной части трубопровода имеются местные сопротивления – задвижки, повороты, сужения и т.п. Потери напора на них определяются по формуле

$$h_{мс} = \xi_{мс} \frac{v^2}{2g}, \text{ м.}$$

В магистральных трубопроводах потери напора на местные сопротивления незначительны, их принимают равными до 2 % от потерь напора на трение.

Формула (3.10) с учетом формул (3.9) и (3.11) может быть записана в следующем виде

$$H_{сети} = (1,01 - 1,02)\lambda \frac{8Q^2 L}{\pi^2 D_{вн}^5 g} + \Delta z + h_k, \text{ м,} \quad (3.12)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – длина трубопровода, м;

h_k – напор необходимый для закачки нефти, нефтепродуктов в резервуар, м.

Значение коэффициента гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости, который характеризуется числом Рейнольдса,

$$Re = \frac{v D_{вн}}{\nu_p} = \frac{4Q}{\pi D_{вн} \nu_p}. \quad (3.13)$$

При ламинарном режиме течения, т.е. при $Re < 2320$, коэффициент гидравлического сопротивления определяется формулой Стокса.

При турбулентном режиме течения различают три зоны трения: гидравлически гладких труб, смешенного трения, квадратичного трения. Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса, найденные на основании экспериментов,

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}, \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (3.14)$$

Граничные значения Re_I , Re_{II} могут быть определены по уравнениям 4.12 – 4.15 модуля 4 УМК «Машины и оборудование газонефтепроводов, где $\varepsilon = 2K_9 / D_{вн}$ – относительная шероховатость труб (K_9 – табл. 2).

Условия существования различных зон трения:

- $2320 < Re \leq Re_I$ (гидравлически гладкие трубы);
- $Re_I < Re < Re_{II}$ (зона смешенного трения);
- $Re \geq Re_{II}$ (зона квадратичного трения).

Формулы для определения λ представлены в табл. 3.

Таблица 2

Эквивалентная шероховатость труб (данные А. Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	K_{Σ} , мм
Бесшовные стальные	Новые чистые	$\frac{0,01...0,02}{0,014}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15...0,3}{0,2}$
То же	Новые чистые	$\frac{0,03...0,12}{0,5}$
То же	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1...0,2}{0,15}$
То же	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3...0,7}{0,5}$
То же	Старые заржавленные	$\frac{0,8...1,5}{1}$
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2...4}{3}$

Примечание. В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости

Таблица 3

Выбор формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
	Зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса)	Зона смешанного трения (переходная зона)	Зона гидравлически шероховатых труб (квадратичная зона)
$\lambda = f(Re)$	$\lambda = f(Re)$	$\lambda = f(Re, \Delta)$	$\lambda = f(\Delta)$
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}},$ $\lambda = \frac{1}{(1,8 \lg Re - 1,5)^2}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\epsilon}{7,4} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right],$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \left[\frac{7}{Re} + \frac{\epsilon}{20} \right],$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,11 \left[\frac{68}{Re} + \frac{k_e}{D} \right]^{0,25},$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\epsilon}{7,4} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right]$	$\lambda = 0,11 \left[\frac{k_e}{D} \right]^{0,25},$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,74 - 2 \lg \epsilon$

Формула (3.11) может быть представлена в обобщенном виде (формула Лейбензона)

$$h_l = \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D_{вн}^{5-m}}, \text{ м.} \quad (3.15)$$

Тогда формула (3.12) может быть представлена в виде

$$H_{сет} = (1,01 \dots 1,02) \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D_{вн}^{5-m}} + H_2 + h_k, \text{ м,} \quad (3.16)$$

где β, m, A_1 – коэффициенты (табл. 4)

Таблица 4

Величины коэффициентов в формуле Лейбензона

Режим течения	m	A_1	$\beta, \text{ с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
Зона Блазиуса	0,25	0,3164	0,0246
Зона смешенного трения	0,123	$10^{0,1271 \lg 2K_e / D_{вн} - 0,627}$	$0,0802 A_1$
Зона квадратичного трения	0	λ	$0,0827 \lambda$

3.1.6. Условия выбора магистральных насосов

В соответствие с расчетной часовой пропускной способностью трубопровода выбрать магистральные насосы и их количество (прил. 6 – 9) так, чтобы выполнялось условие:

$$0,8 Q_{ном} \leq Q_{ч} \leq 1,2 Q_{ном}, \quad (3.17)$$

где $Q_{ном}$ – подача выбранного насоса при максимальном КПД.

При этом количество работающих агрегатов должно быть не менее двух (количество резервных агрегатов: на 2 работающих – 1 резервный). Эксплуатация одного насоса неудобна с точки зрения регулирования режима работы станции. Технические параметры насосов занести в табл 5.

Таблица 5

Технические параметры насоса на воде

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$							
$H, \text{ м}$							
$N, \text{ кВт}$							
η							

Полученную характеристику пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт или на нефть. Для этого в начале необходимо определить число Рейнольдса.

Определяют число Re для потока перекачиваемой жидкости по формуле

$$Re = \frac{n \cdot D_0^2}{\nu_p}, \quad (3.18)$$

где n – частота вращения ротора насоса, об/с;
 D_0 – наружный диаметр рабочего колеса, м;
 ν_p – коэффициент кинематической вязкости, m^2/s .

Определяют переходное число Re_n в зависимости от n_s

$$n_s = 3,65n \frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}}, \quad (3.19)$$

где n – скорость оборотов вала насоса, об/мин;
 Q_H – номинальная подача насоса, m^3/s ;
 H_H – номинальный напор насоса, м.

Для насосов с двухсторонним подводом жидкости для расчета Q_H принимают наполовину ниже подачи насоса

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (3.20)$$

из которой затем находится критическое значение коэффициента вязкости:

$$\nu_{II} = \frac{nD^2}{Re_{II}} = \frac{nD^2}{3,16 \cdot 10^5} n_s^{0,305}, \quad (3.21)$$

$$\nu_{\eta} = \frac{nD^2}{Re_{\eta}}. \quad (3.22)$$

Если число Re для насоса меньше Re_{II} ($Re < Re_{II}$), то пересчету подлежат как напорная, так и энергетическая характеристики насоса:

$$H_H = H_B \left(1 - \alpha_{II} \lg \frac{Re_h}{Re}\right), \quad (3.23)$$

$$Q_H = Q_B \left(\frac{H_H}{H_B}\right)^{1,5}, \quad (3.24)$$

$$\eta_H = \eta \left(1 - \alpha_{\eta} \lg \frac{Re_{\eta}}{Re}\right), \quad (3.25)$$

где α_{II} – коэффициент математической модели для пересчета напорной характеристики насоса ($\alpha_{II} = 0,128$);

α_{η} – коэффициент математической модели для пересчета КПД.

Значения Re_H , Re_{η} , α_{η} определяют по графику (рис. 1.) в зависимости от n_s .

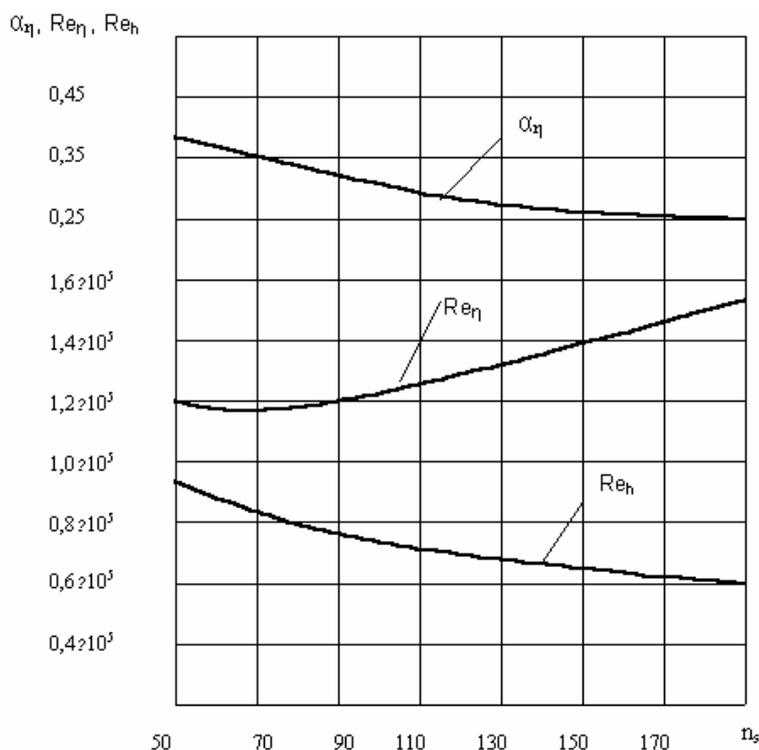


Рис. 1. Коэффициенты для перерасчета характеристик нефтяных насосов

Значения основных параметров насоса заносятся в табл. 6.

Таблица 6

Характеристика насоса на нефти (нефтепродукте)

Q , м ³ /ч							
H , м							
N , кВт							
η							

В соответствии с расчетной часовой пропускной способностью трубопровода и потерями напора $H_{сет}$ выбрать схему обвязки насосов (последовательная, параллельная или последовательно-параллельная). Как пра-

вило, основной схемой обвязки магистральных насосов является *последовательная* схема.

Рассчитать рабочее давление на выходе насосной станции.

$$P = \rho_p q (m_{mn} h_{mn} + h_{nn}), \quad (3.26)$$

где m_{mn} – число последовательно включенных магистральных насосов;
 h_{mn}, h_{nn} – напоры соответственно магистрального и подпорного насоса при расчетной производительности Q_q .

Найденное значение P должно быть меньше допустимого давления P_d , определяемого из условия прочности запорной арматуры ($P_d = 6,4$ МПа) и рабочего давления в магистральном трубопроводе P_p .

Если условие $P \leq P_d \leq P_p$ не выполняется, то необходимо:

- уменьшить число магистральных насосов;
- воспользоваться сменными роторами;
- обточить рабочее колесо;
- задросселировать насосы или станцию.

3.1.7. Выбор подпорных насосов

Для обеспечения надежности работы по кавитационным условиям необходимо устанавливать на всасывающем трубопроводе магистральных насосов – подпорные.

Подпорные насосы обвязываются параллельно, а их число должно быть не менее двух: один рабочего и один резервный. Подпорные насосы выбираются из условия создания напора не менее допустимого кавитационного запаса магистральных насосов и обеспечения часовой пропускной способности трубопровода. Характеристики подпорных насосов представлены в прил. 10 – 15.

Характеристику подпорного насоса также необходимо пересчитать с воды на нефть и представить результаты в табличном виде.

4. Расчет подводящих (всасывающих) трубопроводов подпорных насосов головной насосной станции

Назначение подводящих трубопроводов – обеспечение подвода нефти к насосам с достаточным для их работы напором.

Особенностями подводящих трубопроводов являются:

- работа при давлении как большем, так и меньшем, чем атмосферное;

- наличие участков различного диаметра;
- большое количество местных сопротивлений, вклад которых в общие гидравлические потери составляет от 30 % до 70 %.

Цель расчета: проверка возможности безкавитационной работы подпорных насосов.

Для выполнения расчета необходимы следующие данные:

- техническая характеристика подпорных насосов (подача, допустимый кавитационный запас, диаметр входного патрубка);
- параметры перекачиваемой нефти (плотность, вязкость, давление насыщенных паров, давление насыщения);
- технологическая схема системы подводящих трубопроводов на участке «резервуарный парк – подпорная насосная» с указанием длины и диаметра отдельных участков, всех местных сопротивлений и геодезических высот резервуаров и насосов.

Схема подводящих трубопроводов от резервуаров к подпорным насосам включает, как правило, следующие типы местных сопротивлений:

- выход из резервуара;
- компенсатор линзовый;
- задвижку;
- тройник;
- отвод;
- фильтр;
- конфузор.

В основу расчета положено уравнение Бернулли, составленное для двух сечений (первое – свободная поверхность нефти в резервуаре, второе – входной патрубок подпорного насоса).

$$z_p + \frac{P_a}{\rho_p \cdot g} + H_{взл} = z_{nn} + \frac{P_{вх}}{\rho_p \cdot g} + \frac{v_{вх}^2}{2 \cdot g} + \sum h_{\tau} + \sum h_{мес}, \quad (4.1)$$

где z_p, z_{nn} – геодезические высоты соответственно днища резервуара и оси входного патрубка насоса, м;

P_a – атмосферное давление, Па;

$H_{взл}$ – высота вслива нефти в резервуаре, м;

$P_{вх}, v_{вх}$ – соответственно давление и средняя скорость нефти во входном патрубке насоса, Па, м²/с;

$\sum h_{\tau}, \sum h_{мес}$ – суммарные потери напора соответственно на трение и на местные сопротивления

Решая (4.1) относительно $P_{вх}/\rho_p \cdot g$, находим

$$\frac{P_{вх}}{\rho_p \cdot g} = \frac{P_a}{\rho_p \cdot g} + z_p - z_{ин} + H_{взл} - \frac{v_{вх}^2}{2 \cdot g} - \sum h_{\tau} - \sum h_{мес}. \quad (4.2)$$

Найденная величина $P_{вх}/\rho_p \cdot g$ должна удовлетворять неравенству

$$\frac{P_{вх}}{\rho_p \cdot g} \geq \frac{P_s}{\rho_p \cdot g} + \Delta h_{доп.в} - \frac{v_{вх}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.3)$$

где $\Delta h_{доп.в}$ – допустимый кавитационный запас насоса,

$$\Delta h_{доп.н} = \Delta h_{доп.в} - k_h \cdot (\Delta h_t - \Delta h_v), \quad (4.5)$$

где k_h – коэффициент запаса, $k_h = 1,1 \dots 1,15$;

Δh_t , Δh_v – поправки соответственно на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости,

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot h_s^{0,45}, \quad \Delta h_v = \xi_{вх} \cdot \frac{v_{вх}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.6)$$

где h_s – напор, соответствующий давлению насыщенных паров жидкости;

$\xi_{вх}$ – коэффициент сопротивления на входе в насос, при $565 < Re_n < 9\,330$ вычисляется по формуле

$$\xi_{вх} = 16 - 13,1 \cdot (\lg Re_{вх} - 2,75)^{0,354}, \quad (4.7)$$

а при $Re_n > 9\,330$ принимается равным $\xi_{вх} \approx 1$.

В общем случае коэффициенты ξ различных местных сопротивлений являются функцией числа Рейнольдса. Обработка графиков, приведенных в литературе, позволила получить следующие зависимости:

- для однолинзового компенсатора

$$\xi_{комн1} = 0,153 + 5\,964 / Re; \quad (4.8)$$

- для двухлинзового компенсатора (при $Re < 5 \cdot 10^5$)

$$\xi_{комн2} = 0,238 + 14\,532 / Re; \quad (4.9)$$

- для отвода 90°

$$\xi_{90} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \exp \left[3,56 \cdot 10^{-5} \cdot (150\,000 - Re) \right]; \quad (4.10)$$

- для выхода в вертикальный насос двойного всасывания при $Re \leq 32\ 000$

$$\xi_{B.H.} = 2,15 \cdot 10^8 Re_{BX}^{-1,68} \text{ при } Re \geq 32\ 000. \quad (4.11)$$

Для вертикального насоса число Рейнольдса рассчитывается по диаметру входного патрубка в «стакан».

Если отвод выполнен под углом α , отличным от 90° , то коэффициент местного сопротивления отвода

$$\xi_{om}(\alpha) = \xi_{90} \cdot K_\alpha, \quad (4.12)$$

где K_α – расчетный коэффициент,

$$K_\alpha = \frac{\alpha}{54,5 + 0,408\alpha}, \quad (4.13)$$

α – угол, под которым выполнен отвод, град.

Для конических диффузоров величина коэффициента местного сопротивления зависит также от соотношения диаметров соединенных труб и угла раскрытия диффузора. Поскольку последняя величина на технологических схемах трубопроводных коммуникаций не указывается, нами были построены огибающие функции, позволяющие рассчитывать коэффициенты местных сопротивлений конических диффузоров с некоторым запасом

$$\xi_{диф} = \begin{cases} 0,148 Re / (Re - 4\ 660) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,1 \\ 0,132 Re / (Re - 16\ 520) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,2 \\ 0,147 Re / (Re - 16\ 700) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,4 \end{cases}.$$

Для конфузоров можно принять

$$\xi_{конф} \approx 0,5 \xi_{диф}, \quad (4.14)$$

где $\xi_{диф}$ – коэффициент местного сопротивления диффузора при тех же условиях.

Для выхода из резервуара с хлопушкой $\xi_{вых} = 0,92$, а для полностью открытой задвижки $\xi_{зав} = 0,15$.

Наконец, для ряда местных сопротивлений в силу недостаточной изученности приходится пользоваться приближенными значениями:

- фильтр для светлых нефтепродуктов $\xi_{ф.с.} = 1,7$;

- то же, для темных нефтепродуктов $\xi_{ф.т.} = 2,2$;
- тройник на проход  $\xi_{тр.пр.} = 1,1$;
- то же, с поворотом  $\xi_{тр.пов.} = 1,3$;
- то же, на слиянии  $\xi_{тр.с.} = 3,0$.

5. Определение режима работы насосной станции

Подсчитать потери напора в сети, используя формулы (3.12) или (3.16). Полученные результаты занести в табл. 7.

Таблица 7

Характеристика сети

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$					
$H_{сети}, \text{ м}$					

Режим работы НПС определить графически. Для этого характеристики выбранного насоса «развернуть», используя коэффициенты аппроксимации и формулы (3.1) – (3.4). Результат представить графически в выбранном масштабе. После чего построить напорную характеристику станции с n числом работающих агрегатов ($H_n - Q$).

В таком же масштабе построить характеристику сети и нанести ее на график. Точка пересечения напорной характеристики станции и характеристики сети определит рабочий режим станции.

В случае, если станция не обеспечит или будет прокачивать количество нефти больше Q_p , необходимо станцию «регулировать».

6. Определение емкости резервуарного парка НПС

Определить объем резервуарного парка в соответствии с ВНТП 2-86, РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» и модулем 3 «Резервуары» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов». Подобрать количество и емкость резервуаров в резервуарном парке с учетом требований прил. 20.

Для всех резервуаров резервуарного парка произвести выбор оборудования в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического

проектирования магистральных нефтепроводов» и модулем 3 «Резервуары» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов». Подбор номенклатуры и количества оборудования выбранных резервуаров произвести с учетом рекомендаций прил. 21, 22.

7. Подбор вспомогательного оборудования

1. Подобрать насос для системы смазки насосов в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» и модулем 6 «Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов».

2. Выполнить расчет охлаждения масла и подобрать типоразмер calorifера в соответствии с модулем 6 «Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов».

8. Выбор типа задвижек

При выборе конструктивного типа задвижек следует учитывать: рабочую среду (жидкость, газ, эмульсии и др.); ее химический состав (агрессивность, наличие абразивных включений и т.д.); давление и температуру рабочей среды; обоснованные требования к герметичности затвора; диаметр трубопровода.

Произвести выбор типа задвижек в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов».

Часть 2

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Графическая часть проекта должна содержать следующий материал:

- технологическую схему компрессорной станции;
- график определения рабочего режима компрессорной станции;
- схему заданного вида оборудования;
- экспликацию оборудования и запорной арматуры компрессорной станции.

Теоретическая часть должна состоять из следующих разделов:

1. Расчет основных параметров и подбор основного оборудования компрессорной станции.
2. Описание конструкции нагнетателя.
3. Описание технологической схемы компрессорной станции.
4. Описание вспомогательных систем компрессорной станции.
5. Описание конструкции заданного оборудования.
6. Литература.

9. Исходные данные и их обработка

Задание к выполнению курсового проекта по вариантам приведено в прил. 16.

Сводные данные расчетных параметров природного газа по месторождениям Медвежьего и Оренбурга приведены в табл. 8.

Таблица 8

Расчетные параметры природного газа

Компонент газа	Молекулярный состав a_i , доли	Молекулярная масса μ_i^* , кг/ моль	Критическая температура $T_{кр}$, $^{\circ}\text{K}$	Критическое давление $P_{кр}$, МПа	Плотность ρ_i , кг/ м ³	Динамическая вязкость $\mu_i \cdot 10^{-7}$, Па·с
Метан CH_4	0,948	16,04	190,6	4,499	0,7168	103
Этан C_2H_6	0,012	30,07	306	4,468	1,344	86,03
Пропан C_3H_8	0,003	44,09	369,6	4,257	1,967	75,04
Бутан C_4H_{10}	0,01	58,13	425	3,995	2,598	69,06
Высшие углевод. C_5H_{12}	0,006	72	500	3,5	3,12	64,02
Двуокись 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

По табл. 5 и формулам (9.1) – (9.8) определяются средние параметры состава газов:

$$\mu^* = \sum a_i \cdot \mu^*_i \text{ – молекулярная масса, кг /моль,} \quad (9.1)$$

$$R = \frac{\bar{R}}{\mu^*} \text{ – газовая постоянная,} \quad (9.2)$$

где $\bar{R} = 8314$ Дж/ (кг · град) – универсальная газовая постоянная;

$$\Delta = \frac{\mu^*}{\mu_g}, \quad (9.3)$$

где Δ – относительная плотность по сравнению с воздухом,
 $\mu_g = 29$ – молекулярная масса воздуха;

$$\mu = \sum a_i \cdot \mu_i, \quad (9.4)$$

μ – динамическая вязкость смеси, кг/ моль;

$$\rho = \sum a_i \cdot \rho_i, \quad (9.5)$$

ρ – средняя плотность смеси, кг/ м³;

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (9.6)$$

ν – кинетическая вязкость, мм²/ с;

$$T_{кр} = \sum a_i \cdot T_{кр}, \quad (9.7)$$

$T_{кр}$ – средняя критическая температура, К;

$$P_{кр} = \sum a_i \cdot P_{кр}, \quad (9.8)$$

$P_{кр}$ – среднее критическое давление, мПа.

Полученные результаты заносятся в табл. 9.

Таблица 9

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							

10. Подбор оборудования КС

10.1. Определить расчетный расход компрессорной станции:

$$Q_{КС.Р} = \frac{Q_{КС}}{365 \cdot K_{НД} \cdot K_{ЭТ} \cdot K_{РО}}, \text{ млн м}^3/\text{сут.}, \quad (10.1)$$

где $Q_{КС}$ – годовая производительность КС;

$K_{НД}$ – относительный показатель надежности газопровода, учитывающий снижение его пропускной способности из-за аварийных ситуаций, $K_{НД} = 0,99$;

$K_{ЭТ}$ – коэффициент экстремальных температур, $K_{ЭТ} = 0,98$;

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

10.2. По значению $Q_{КС.Р}$ выбирают диаметр трубопровода по ГОСТ 20295-85 (прил. 17).

10.3. Ориентировочно выбирают марку нагнетателя по подаче и степени сжатия (прил. 18). При этом необходимо, чтобы $z_i = Q_{КС.Р} / Q_H$ – число нагнетателей было ближе к целому числу. Здесь Q_H – 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 $0,1 - 0,15 Q_H$ опасно с точки зрения появления помпажного режима.

11. Расчет режима работы КС

Исходными данными для расчета являются тип нагнетателя, $P_H, P_{ВС}, P_{КР}, T_{КР}, \Delta, T_{ВС}$, производительность нагнетателя $Q_H = Q_{КС.Р} / z$ (млн м³/сут.)

11.1. Определить плотность газа при стандартных условиях

$$\rho_{СТ} = \Delta \cdot \rho_{ВОЗД.СТ}, \text{ кг/м}^3, \quad (11.1)$$

где $\rho_{ВОЗД.СТ} = 1,206 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при стандартных условиях.

$\rho_{ВОЗД.НОРМ} = 1,294 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при нормальных условиях.

11.2. Определить коэффициент сжимаемости при условиях всасывания

$$z_{ВС} = 1 - 0,4273 \left(\frac{P_{ВС}}{P_{КР}} \right) \cdot \left(\frac{T_{ВС}}{T_{КР}} \right)^{-3,668}. \quad (11.2)$$

11.3. Определить плотность газа при условиях всасывания

$$\rho_{ВС} = \frac{P_{ВС}}{z_{ВС} \cdot R \cdot T_{ВС}}, \text{ кг/м}^3. \quad (11.3)$$

11.4. Определить объемную производительность при условиях всасывания

$$Q_{BC} = \frac{Q_H \cdot \rho_{CT} \cdot 10^6}{1440 \cdot \rho_{BC}}, \text{ м}^3/\text{мин.} \quad (11.4)$$

11.5. Определить приведенную объемную производительность

$$Q_{BC.ПР} = \frac{n_H}{n} \cdot Q_{BC}, \text{ м}^3/\text{мин.}, \quad (11.5)$$

где n_H – номинальные обороты привода, об/ мин;

n – рабочие обороты привода, об/ мин.

Формула (11.5) применяется в случае, когда для расчетов используются приведенные характеристики, построенные по приведенной объемной производительности.

$$Q_{BC.ПР} = Q_{BC} \cdot \sqrt{\frac{z_{ПР} \cdot [T_H]_{ПР} \cdot R_{ПР}}{z_{BC} \cdot T_{BC} \cdot R}}, \text{ м}^3/\text{мин.}$$

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

11.6. Определить приведенную частоту вращения

$$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ПР} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{z_{ПР} \cdot [T_H]_{ПР} \cdot R_{ПР}}{z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}}. \quad (11.6)$$

11.7. Из приведенных характеристик по значениям $Q_{BC.ПР}$ и $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ПР}$ установить необходимую степень сжатия, приведенную внутреннюю мощность $\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{ПР}$ и политропный КПД нагнетателя.

11.8. Определить мощность на валу привода

$$N = N_1 + N_{МЕХ}, \quad (11.8)$$

$$N_1 = \rho_{BC} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{ПР} \cdot \left(\frac{n}{n_H} \right)^3,$$

где $N_{МЕХ}$ – механические потери, определяются по каталогу.

11.9. Определить удаленность режима работы нагнетателя от границы помпажа, т.е. проверить соблюдение условия

$$\frac{Q_{BC.PP}}{Q_{PP}^{\min}} \geq 1,1,$$

где Q_{PP}^{\min} – 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.

11.10. Определить давление газа в нагнетательном трубопроводе компрессора:

$$P_{НАГ} = P_{BC} \cdot \varepsilon, \text{ МПа.} \quad (11.9)$$

11.11. Определить давление газа на выходе из компрессорной станции (на входе в линейный участок):

$$P_H = P_{НАГ} - \Delta P_{ВЫХ} - \Delta P_{ОХЛ}, \quad (11.10)$$

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

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

$$\Delta P = \Delta P_{ВХ} + \Delta P_{ВЫХ} \leq 0,23 \text{ МПа.} \quad (11.11)$$

11.12. Определить температуру газа после компремирования:

$$T_{НАГ} = T_{BC} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}}, \quad (11.12)$$

где k – показатель политропы, для природных газов изменяется в пределах 1,25 – 1,4.

Для практических расчетов $k = 1,31$.

12. 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.

12.1. Определить среднее давление на участке:

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \text{ МПа,} \quad (12.1)$$

где P_H – давление газа на выходе из КС, МПа;

P_K – давление газа в конце линейного участка

$$P_K = P_{BC} + \Delta P_{BX},$$

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

12.2. Определить среднюю температуру газа на участке.

С учетом того, что $t_0 \cong t_{ГР}$, а $t_K = t_{BX} = t_{BC} = t_{ГР}$

$$T_{CP} = T_{ГР} + \frac{T_H - T_{ГР}}{aL_{КС}} \cdot \left(1 - e^{-aL_{КС}}\right) - D_{icp} \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2aL_{КС} \cdot P_{CP}} \cdot \left(1 - \frac{1 - e^{-aL_{КС}}}{aL_{КС}}\right), \quad (12.2)$$

где T_H – температура газа на входе в линейный участок (после АВО)

$$T_H = t_{OХЛ} + 273;$$

$T_{ГР}$ – температура грунта;

a – параметр Шухова для линейного участка

$$a = 0,225 \cdot \frac{K_{ТР} \cdot d_H}{Q_{КС.P} \cdot C_{P,CP} \cdot \Delta};$$

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

d_H – наружный диаметр трубопровода, мм;

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

$C_{P,CP}$ – изобарная теплоемкость, 2 510 Дж/кг·К;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$L_{КС}$ – длина участка, км;

D_{icp} – коэффициент Джоуля – Томсона для газа при средних для линейного участка давлении и температуре (3 – 3,5 К/МПа);

e – основание натурального логарифма.

12.3. Определить средний коэффициент сжимаемости:

$$z_{CP} = 1 - 0,4273 \cdot \left(\frac{P_{CP}}{P_{KP}} \right) \cdot \left(\frac{T_{CP}}{T_{KP}} \right)^{-3,688}. \quad (12.3)$$

12.4. Определить 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

$$Re_{ПЕР} = 11 \cdot \left(\frac{d_{BH}}{2 \cdot K_{\mathcal{E}}} \right)^{1,5}, \quad (12.4)$$

где d_{BH} – внутренний диаметр трубы, мм;

$K_{\mathcal{E}}$ – эквивалентная шероховатость, мм; для новых труб 0,03 мм.

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{Q_{КС.Р} \cdot \Delta}{d_{BH} \cdot \mu}. \quad (12.5)$$

При $Re > Re_{ПЕР}$ – квадратичный закон сопротивления.

$$\lambda_{ТР} = 0,067 \cdot \left(\frac{2K_{\mathcal{E}}}{d_{BH}} \right)^{0,2}. \quad (12.6)$$

При $Re < Re_{ПЕР}$ – гладкостенный режим течения.

$$\lambda_{ТР} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}. \quad (12.7)$$

С учетом местных сопротивлений, для технических расчетов

$$\lambda = (1,02 - 1,05)\lambda_{ТР}. \quad (12.8)$$

12.5. Определить давление газа в конце линейного участка:

$$P^*_{К} = \sqrt{P_H^2 - \frac{16 \cdot \rho_{СТ}^2 \cdot \lambda \cdot z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot L_{КС} \cdot Q_{КС.Р}^2 \cdot R}{\pi^2 \cdot d_{BH}^5}}, \quad (12.9)$$

где $L_{КС}$ – м, d_{BH} – м, $\rho_{СТ}$ – кг/м³, $Q_{КС.Р}$ – млн м³/сут, T_{CP} – °К.

Проверка точности

Если 100 %, то $\left| \frac{P_K - P_K^*}{P_K^*} \right| \leq 5 \%$, то расчет произведен правильно.

13. Определение режима работы КС

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

Для построения характеристики сети необходимо составить таблицу (табл. 10).

Таблица 10

Характеристика сети

Q , млн м ³ /сут.					
P , МПа					

Для этого представим уравнение (12.9) в виде

$$P_H = \sqrt{P_K^{*2} + \frac{16 \cdot \rho^2 \cdot \lambda \cdot z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot L_{КС} \cdot Q_{КС.P}^2 \cdot R}{\pi^2 \cdot d_{ВН}^5}}. \quad (13.1)$$

Задаваясь некоторыми значениями $Q_{КС.P}$, определяется P_C .

Если $Q_A < Q_{КС.P}$, то необходимо изменить режим работы нагнетателей (расчет повторить).

Если $Q_A > Q_{КС.P}$, то необходимо предусмотреть регулирование КС.

14. Подбор вспомогательного оборудования

1. Произвести подбор пылеуловителя масляного или циклонного типа в соответствии с модулем 11 «Очистка и подготовка газа» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов».

2. Произвести подбор аппарата воздушного охлаждения в соответствии с модулем 14 «Теплообменное оборудование и аппараты воздушного охлаждения» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов».

3. Произвести выбор типа задвижек в соответствии с модулем 13 «Трубопроводная арматура» УМК по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов».

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Задание к выполнению курсового проекта по вариантам

Вариант	Назначение станции	G , т/год	L , км	H_2 , м	$t_{1м}$, °С	$t_{2м}$, °С	t_{16} , °С	t_{26} , °С	Перекачиваемая жидкость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г	$32 \cdot 10^6$	120	100	25	65	15	25	Арланская
2	П _{НН}	$22 \cdot 10^6$	100	80	27	67	16	27	Бавлинская
3	Г	$14 \cdot 10^6$	100	-80	30	70	20	30	Мангышлакская
4	П _{НН}	$10 \cdot 10^6$	120	70	27	67	18	28	Мухановская
5	Г	$6,8 \cdot 10^6$	100	60	25	67	17	27	ДЗЛ
6	П _{НН}	$12 \cdot 10^6$	120	50	27	70	15	26	Ромашкинская
7	Г	$14 \cdot 10^6$	130	-40	25	67	20	30	Туймазинская
8	П _{НН}	$13 \cdot 10^6$	140	30	25	70	18	29	Усть-Балыкская
9	П _{НН}	$2 \cdot 10^6$	150	-20	27	67	17	28	ДЗЗ
10	Г	$1,5 \cdot 10^6$	100	100	30	65	18	28	ДЗА
11	Г	$8,5 \cdot 10^6$	120	90	25	67	19	30	ДЗЛ
12	П _{НН}	$0,7 \cdot 10^6$	140	80	30	67	19	29	ДЗЗ
13	П _{НН}	$1,3 \cdot 10^6$	120	-70	25	70	15	28	ДЗА
14	П _{НН}	$1,8 \cdot 10^6$	100	60	27	67	16	26	ДЗЛ
15	П _{НН}	$2,5 \cdot 10^6$	100	-50	26	66	18	28	ДЗЗ
16	Г	$8,5 \cdot 10^6$	100	40	25	75	19	30	Арланская
17	П _{НН}	$3,5 \cdot 10^6$	120	50	27	60	20	30	ДЗА
18	Г	$6,8 \cdot 10^6$	140	-60	26	62	20	32	ДЗЛ
19	П _{НН}	$4,6 \cdot 10^6$	120	70	28	63	15	27	ДЗЗ
20	Г	$7 \cdot 10^6$	100	85	29	64	16	26	Ромашкинская
21	П _{НН}	$10 \cdot 10^6$	120	-90	30	65	20	30	Мангышлакская
22	П _{НН}	$3,2 \cdot 10^6$	100	95	33	65	18	28	ДЗЛ
23	П _{НН}	$2,6 \cdot 10^6$	120	40	20	60	19	29	ДЗА
24	П _{НН}	$5,3 \cdot 10^6$	100	75	22	65	20	30	Бавлинская
25	Г	$15 \cdot 10^6$	120	65	25	60	19	30	Туймазинская
26	П _{НН}	$10 \cdot 10^6$	140	-50	28	62	15	27	Усть-Балыкская
27	П _{НН}	$4,6 \cdot 10^6$	120	40	29	63	15	25	ДЗЛ
28	П _{НН}	$3,5 \cdot 10^6$	100	30	30	65	18	28	ДЗЗ
29	Г	$2 \cdot 10^6$	100	-20	33	67	19	29	ДЗА
30	П _{НН}	$20 \cdot 10^6$	110	35	27	70	20	30	Мухановская

**Средние температурные поправки плотности
и коэффициент объемного расширения**

Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент объ- емного расширения β_p , 1/К	Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент объ- емного расшире- ния β_p , 1/К
1	2	3	4	5	6
700 – 709	0,897	0,001263	890 – 899	0,647	0,000722
710 – 719	0,884	0,001227	900 – 909	0,638	0,000699
720 – 729	0,870	0,001193	910 – 919	0,620	0,000677
730 – 739	0,875	0,001160	920 – 929	0,607	0,000656
740 – 749	0,844	0,001128	930 – 939	0,594	0,000635
750 – 759	0,831	0,001098	940 – 949	0,581	0,000615
760 – 769	0,818	0,001068	950 – 959	0,567	0,000594
770 – 779	0,805	0,001039	960 – 969	0,554	0,000574
780 – 789	0,792	0,001010	970 – 979	0,541	0,000555
790 – 799	0,778	0,000981	980 – 989	0,528	0,000536
800 – 809	0,765	0,000952	990 – 999	0,515	0,000518
810 – 819	0,752	0,000924	1000 – 1009	0,502	0,000499
820 – 829	0,738	0,000896	1010 – 1019	0,489	0,000482
830 – 839	0,725	0,000868	1020 – 1029	0,476	0,000464
840 – 849	0,712	0,000841	1030 – 1039	0,463	0,000447
850 – 859	0,699	0,000818	1040 – 1049	0,450	0,000431
860 – 869	0,686	0,000793	1050 – 1059	0,437	0,000414
870 – 879	0,673	0,000769	1060 – 1069	0,424	0,000398
880 – 889	0,660	0,000746	1070 – 1079	0,411	0,000382

Теплофизические свойства по некоторым нефтям и нефтепродуктам

Нефть	T, K	$T_{НК}, K$	$P_s \cdot 10^{-5}, Pa$	Плотность, $кг/м^3$	Кинематическая вязкость (в Сст) при температуре, K
Арланская	293	308	0,637	892	39,7
	303		0901		26,0
	308		1,010		20,7
	313		1,188		17,6
Бавлинская	293	296	0,920	870	59,0
	303		1,010		25,0
	308		1,240		21,2
	313		1,680		18,7
Мангышлакская	313	330	0,5810	869	5,3
	323		0,821		4,2
	330		1,010		3,1
Мухановская	303	311	0,804	840	5,65
	311		1,010		5,04
	313		1,084		4,43
	318		1,220		3,82
Ромашкинская	303	316	0,680	862	12,0
	308		0,802		10,5
	313		0,931		9,0
	316		1,010		8,0
Туймазинская	293	298	0,880	851	1640
	298		1,010		851,5
	303		1,160		65,0
	313		1,600		17,0
Усть-Балыкская	293	314	0,482	848	2880
	308		0,804		150
	314		1,010		22,5
	318		1,110		15,6

Дизельное топливо	Цетановое число, не менее	Температура застывания, K	Давление насыщенных паров, Pa	Плотность при $20\text{ }^{\circ}C$, $кг/м^3$	Кинематическая вязкость при $20\text{ }^{\circ}C$, $Cст$
ДЛ	45	253	$0,08 \cdot 10^3$ –	860	3,0 – 6,0
ДЗ	45		$0,13 \cdot 10^4$	840	1,8 – 5,0
ДА	45			830	1,5 – 4,0

Приложение 4

Оптимальные параметры нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Подача, млн т/ год
наружный	условный			
219	200	4, 5, 6, 7	9,0 – 10,0	0,7 – 0,9
273	250	4, 5, 6, 7, 8	7,8 – 8,5	1,3 – 1,6
325	300	4, 5, 6, 7, 8	6,5 – 7,5	1,8 – 2,3
377	350	4,5,6,7,8,9	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2
426	400	4, 5, 6, 7, 8, 9	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8
530	500	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	5,5 – 6,5	6,8 – 8,5
630	600	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	5,2 – 6,2	10 – 12
720	700	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14	5,0 – 6,0	14 – 18
820	800	7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,8 – 5,8	22 – 26
920	900	8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,6 – 5,6	32 – 36
1 020	1 000	9, 10, 11, 12, 14, 16, 18	4,6 – 5,6	42 – 50
1 220	1 200	11, 12, 14, 16, 18, 20	4,4 – 5,4	70 – 78

Приложение 5

Характеристики труб для нефтепроводов, газопроводов и нефтебаз

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1
		марка стали	σ_{BP} , МПа	σ_T , МПа	
159	4; 4,5; 5; 5,5	К34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	К38	380	240	–
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К42	420	250	–
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К50	500	350	–
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	К52	520	360	–
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	–
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	–	–	–	–
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	–	–	–	–
530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4
	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4
	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	–	529	392	1,34
	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34
630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4
720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4
	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 29	К60	589	461	1,34
820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4
	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10; 11; 12	13Г2АФ	530	363	1,47
1020	11; 11,5; 12;	17Г1С	510	363	1,4
	9,5; 10; 10,5	17Г1С	510	363	
	8; 8,5; 9	К60	588	441	
	11,4	13Г1С-У	540	390	1,34
	12,5; 12,9; 15,5; 16	13Г1С-У	540	390	1,47
1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380	1,4
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	09ГДЮ	550	380	
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	

Технические характеристики секционных насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим						Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допуст. кавит. запас, м	КПД, %	Масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НМ 125-550	125	550	2980	4,0	72	1950	BAO2-450LA-2Y2		2835
НМ 125-550*	125	550	3000	4,0	72	1950	2APM1-400/6000Y4 2A3M1-400/6000Y4	400	2230 2230
НМ 180-500	180	500	2980	4,0	74	1950	BAO2-450LB-2Y2		3255
НМ 180-500*	180	500	3000	4,0	72	1950	2APM1-400/6000Y4 2A3M1-400/6000Y4	400	2230 2230
НМ 250-475	250	475	2980	4,5	77	3100	2A3MB1500/6000Y5		4190
НМ 250-475*	250	475	3000	4,0	75	3100	2APM1-500/6000Y4 2A3M1-500/6000Y4	500	2350 2390
НМ 360-460	360	460	2980	4,5	80	3200	2A3MB1500/6000Y5		4100
НМ 360-460*	360	460	3000	4,5	78	3200	2APM1-630/6000Y4 2A3M1-630/6000Y4	630	4190 4190
НМ 500-300	500	300	2980	4,5	80	2800	2A3MB1500-6000Y5		4740
НМ 500-300*	500	300	3000	4,5	80	2800	2APM1-500/6000Y4 2A3M1-500/6000Y4	500	2350 2390
НМ 710-280	710	280	2980	6,0	80	2920	2A3MB1800/6000Y5		7005
НМ 710-280*	710	280	3000	6,0	80	2920	2APM1-800/6000Y4 2A3M1-800/6000Y4	800	3370 3470

(*) насосы прошлых лет

Справочные данные по секционным насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	D_{ex}	D_z	
НМ 125-550	623,2	–	5,120	4	–	-10,9	1,26	-41,02	16	198	266	60
НМ 125-550	504,7	–	4,76	4	–	-10,9	1,26	-41,02		198	240	72
НМ 125-550*	639,4	–	6,461	0,9	0,302	3,45	0,94	-30,21		200	260*	64
НМ180-500	645,9	–	4,4	4	–	5,29	0,83	-24,56		198	270	77
НМ 180-500	518,3	–	4,46	4	–	5,29	0,83	-24,56		198	243	99
НМ 180-500*	631,1	–	4,104	0,409	0,445	3,05	0,81	-24,48		200	272*	73
НМ 250-475	553,4	–	1,32	4	–	-18,11	0,8	-16		246	305	80
НМ 250-475	464,5	–	1,57	4	–	-18,11	0,8	-16		246	274,5	97
НМ 250-475*	526,1	–	0,982	0,161	0,528	2,29	0,51	-8,71		250	300*	88
НМ 360-460	535,8	–	0,42	4,6	–	9,14	0,40	-5,71		246	300	79
НМ 360-460	501,0	–	0,67	4,6	–	9,14	0,40	-5,71	246	290	86	
НМ 360-460	438,5	–	0,63	4,6	–	9,14	0,40	-5,71	246	240	95	
НМ 360-460*	557,7	–	0,659	0,854	0,292	7,61	0,38	-5,05	24	300	300*	80
НМ 500-300	350,2	–	0,21	4,5	–	-12,3	0,32	-2,94		284	300	128
НМ 500-300	318	–	0,23	4,5	–	-12,3	0,32	-2,94		284	285	143
НМ 500-300	277,7	–	0,15	4,5	–	-12,3	0,32	-2,94	284	270	154	
НМ 500-300*	407,2	–	0,427	0,083	0,647	6,00	0,33	-3,52	28	300	300*	123
НМ 710-280	309,8	–	0,093	6	–	-29,48	0,34	-2,6		284	312	16
НМ 710-280	305,5	–	0,18	6	–	-29,48	0,34	-2,9	284	285	207	
НМ 710-280*	393,4	–	0,226	0,0012	1,306	-0,33	0,27	-2,13	-	300	315*	151

Техническая характеристика спиральных насосов типа НМ

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель			
	Номинальный режим					Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допуст. кавит. запас, м	КПД, %				
НМ 1 250-260*	1 250	260	3000	20	80	2 800	СТДП1 250-2 УХЛ 4	1 250	7 030
НМ 1 250-260	1 250	260		20	80		СТДП1 250-2 УХЛ 4 СТДП1 600-2 УХЛ 4	1 250 1 600	
НМ 1 800-240*	1 800	240		25	83	3 500	СТДП1 600-2 УХЛ 4	1 600	7 630
НМ 1 800-240	1 800	240							
НМ 2 500-230*	2 500	230		32	86	3 920	СТДП2 000-2 УХЛ 4	2 000	8 030
НМ 2 500-230	2 500	230		32	86		СТДП2 000-2 УХЛ 4 СТДП2 500-2 УХЛ 4	2 000 2 500	
НМ 3 600-230*	3 600	230		40	87	4 490	СТДП2 500-2 УХЛ 4	2 500	11 150
НМ 3 600-230	3 600	230		38	87		СТДП2 500-2 УХЛ 4 СТДП3 150-2 УХЛ 4	2 500 3 150	
НМ 5 000-210*	5 000	210		42	88	4 600	СТДП3 150-2 УХЛ 4	3 150	12 350
НМ 5 000-210	5 000	210							
НМ 7 000-210*	7 000	210		52	89	6 125	СТДП5 000-2 УХЛ 4	5 000	14 750
НМ 7 000-210	7 000	210		52	89		СТДП4 000-2 УХЛ 4 СТДП5 000-2 УХЛ 4 СТДП6 300-2 УХЛ 4	4 000 5 000 6 300	
НМ 10 000-210*	10 000	210		65	89	9795	СТДП6 300-2 УХЛ 4	6 300	21 600
НМ 10 000-210	10 000	210		65	89		СТДП5 000-2 УХЛ 4 СТДП6 300-2 БУХЛ 4 СТДП8 000-2 БУХЛ 4	5 000 6 300 8 000	
НМ 1 000-210 со сменным ротором на 12 500 м ³ /ч	12 500	210		87	87	9795	СТДП8 000-2 УХЛ 4	8 000	2 300

Справочные данные по спиральным насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	D_c	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НМ 1 250-260*	1	318,8	–	38,7	0,017	1,037	20,29	10,36	-44,35	26	353	440*	73
	0,7	283,0	–	35,4	0,163	0,678	17,14	11,91	-52,68	26	353	418*	59
НМ 1 250-260	0,7	216,4	–	40,9	0,092	0,76	9,63	14,3	-69,6		353	418	62
	1	316,8		41,9							353	460	71
		289,8	–	34,8	0,092	0,76	20,60	11,3	-50			418	77
		271,0		43,9								395	89
1,25	327,4	–	25,0	1,17	0,46	34,10	3627	-21,7		353	450	79	
НМ 1 250-400*	1	544,3	–	9,24	6,071	0,245	-1,32	15,2	-67,56		353	365	41
НМ 1 800-240*	1	298,7	–	17,8	$1,29 \cdot 10^4$	1,634	3,86	9,51	-28,57		512	440*	90
НМ 2 500-230*	1	287,9	–	9,47	0,0598	0,813	6,86	7,11	-15,63	36,2	512	430*	109
	0,7	246,8	–	7,18	0,487	0,538	4,96	7,94	-19,81	38	512	405*	95
	0,5	248,0	–	16,3	1,273	0,399	5,66	9,73	-29,87	26	512	425*	79
НМ 2 500-230	0,5	246,7	–	16,8	1,41	0,39	24,8	644	-16,9		512	425	77
	0,7	248,7	–	7,61	1,97	0,35	-79,35	15,8	-37		512	405	93
	1	281,5		7,84								440	109
		258,8	–	8,59	1,26	0,42	26,2	485	-9,7		512	405	117
235,9			8,32								385	129	
1,25	371,0	–	14,9	1,26	0,42	18,8	403	-6,2		512	450	123	

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
HM 3 600-230*	1	325,6	–	7,36	0,761	0,492	7,05	5,30	-8,64	41	512	450*	127	
	0,7	269,6	–	7,24	1,872	0,376	4,29	6,32	-12,28	43	512	450*	104	
	0,5	272,8	–	13,1	3,880	0,300	7,55	7,62	-19,52	29	512	450*	93	
HM 3 600-230	0,5	279	–	16,3	5,11	0,25	12,7	669	-15,7		512	450	93	
	0,7	270,3	–	6,7	4,33	0,27	-10,5	750	-14,5		512	430	109	
	1	307,3			7,57								460	131
		276,8	–		7,1	0,92	0,47	34,3	332	-5,16		512	425	143
		246,3			6,92								415	154
1,25	319,1	–	5,43	$4,9 \cdot 10^{-7}$	2,18	15,1	4	-4,57		512	470	147		
HM 5 000-210*	1	227,9	–	2,81	0,0425	0,813	10,57	3,42	-3,74	70	610	450*	165	
	0,7	284,5	–	5,31	1,19	0,4	22,61	3,66	-5,33	72	610	470*	134	
	0,5	133,9	–	5,85	2,268	0,316	33,57	2,89	-4,02	70	610	430*	117	
HM 700-210*	1	300,1	–	1,89	0,125	0,678	0,46	2,58	-1,85	61	610	475*	196	
	0,7	283,1	–	3,11	0,417	0,55	3,14	3,17	-3,11	49	610	475*	168	
	0,5	243,7	–	3,29	1,818	0,404	0,16	4,11	-4,93	52	610	467*	138	
HM 7 000-210	0,5	232,9	–	2,13	0,76	0,52	10,5	3	-3,6		610	450	138	
	0,7	281,8	–	2,84	1,76	0,41	12,1	3	-2,73		610	475	165	
	1	296,6			1,87								475	196
		270,7	–		1,95	1,49	0,4	-4,03	3	-2,16		610	450	211
		238,4			1,51								430	265
1,25	323,6	–	1,43	$8 \cdot 10^{-4}$	1,25	2,25	2	-1,23		610	490	219		
HM 10 000-210*	1,25	377,6	–	1,06	$4,54 \cdot 10^{-4}$	1,286	17,0	1,47	-0,76		610	530*	193	
	1	297,4	–	0,89	0,0079	0,989	5,66	1,84	-1,02	66	610	495*	234	
	0,7	321,2	–	2,44	$1,4 \cdot 10^{-4}$	1,475	5,55	2,35	-1,70	57	610	505*	203	
	0,5	267,8	–	2,03	1,093	0,434	1,00	3,08	-2,86	58	610	475*	165	

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НМ 10 000-210	0,5	251,3	–	1,72	0,11	0,71	27,4	1,5	-1,0		990	465	165
	0,7	304	–	20,8	0,0053	1,05	26,1	1,6	-1,07		990	496	196
	1	291,8		0,86	1,64·10 ⁻⁵		14,6	1,4	-0,68		990	500	234
		279,9	–	0,85		480						249	
	263,1		0,83								465	263	
1,25	360,5		0,93	1,63·10 ⁻⁵		1,62	18,0	1,4	-0,65		990	530	262
	346,8	–	0,99		520							282	
	339,8		0,98		515							294	

Приложение 10

Техническая характеристика насосов типа НДвН и НДсН

Типоразмер насоса	Номинальный режим				
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допустимый кавитационный запас, м	КПД, %
8НДвН	500	28	960	4,5	79
12НДсН	800	28		4,0	86
14НДсН	1 100	30		5,0	88

Приложение 11

Справочные данные по насосам типов НДвН НДсН.

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты по формуле (3.1)			Коэффициенты по формуле (3.2)		Коэффициенты по формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	D_z	
8НДвН	1	31,6	$2,95 \cdot 10^{-2}$	0,733	0,0431	0,729	3,63	0,391	-4,81	14,0		470	65
12НДсН	1	33,4		8,58	0,065	0,628	6,14	0,205	-1,26	5,0		460	100
	2	29,4	–	9,47	0,065	0,628	12,8	0,196	-1,27	7,0		430	105
	3	24,1		9,84	0,065	0,628	11,9	0,220	-1,58	9,0		400	120
14НДсН	1	39,0	–	6,19	5	–	7,1	0,133	-0,59			480	107
	2	48,7		5,26	5	–	7,1	0,133	-0,59			540	83

Приложение 12

Техническая характеристика насосов типа НПВ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель			
	Номинальный режим						Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. кавит. запас, м	КПД, %					
НПВ 150-60	150	60	2 975	3	72		2В250М-2У2			
НПВ 300-60	300	60	2 975	3	75		2В250М-2У2			
НПВ 600-60	600	60	1 485	4	77		ВАОВ-560М-4У1			
НПВ 1 250-60	1 250	60		2,2	76	11 940	ВАОВ500М-4У1	400	5 000	
НПВ 2 500-80	2 500	80	1 500	3,2	82	11 870	ВАОВ630Л-4У1	800	7 500	
НПВ 3 600-90	3 600	90		4,8	84	17 000	ВАОВ710Л-4У1	1 250	9 800	
НПВ 5 000-120	5 000	120		5,0	85	16 700	ВАОВ800Л-4У1	2 000	13 200	

Справочные данные по насосам типа НПВ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b_3$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	D_2	
НПВ 150-60	78,5	–	836	3	–	-4,9	0,99	-31,5		307	230	103	
	63,9		875	3		7,07	0,73	-23,7		307	207	130	
НПВ 300-60	78,5	–	199	4	–	1,0	0,47	-7,51		307	240	145	
	63,1		197	4		-15,1	0,57	-9,6		307	216	190	
НПВ 600-60	75,3	–	45	4	–	9,15	0,24	-2,09		408	445	103	
	62,1		47,7	4		9,03	0,20	-1,62		408	400	127	
НПВ 1250-60*	77,1	–	11,48	2,2	–	5,0	10,01	-35,11		800	495*	106	
	64,2		13,27	2,2		5,0	10,01	-35,11		800	445*	136	
НПВ 1250-60	74,8	–	9,5	2,3	–	17,2	0,08	-0,24		408	525	106	
	69,2		10,6	2,3		17,2	0,08	-0,24		408	500	116	
	59,9		8,9	2,3		17,2	0,08	-0,24		800	475	127	
НПВ 2500-80*	113,3	–	5,36	3,2	–	-0,75	6,93	-14,40		800	530*	121	
	82,9		3,61	3,2		-0,75	6,93	-14,40		800	477*	150	
НПВ 500-80	79,7	–	1,0	3,3	–	32,3	0,04	-0,081		800	540	121	
	96,4		4,5	3,3		32,3	0,04	-0,081		800	515	133	
	86,3		4,4	3,3		32,3	0,04	-0,081		800	487	150	
НПВ 3600-90*	136,3	–	3,70	4,8	–	1,02	4,79	-6,69		1000	640*	133	
	101,8		3,00	4,8		1,02	4,79	-6,69		1000	550*	173	
НПВ 3600-90	127	–	2,9	4,9	–	-3,64	0,045	-0,064		1000	610	133	
	112		2,6	4,9		-3,64	0,045	-0,064		1000	580	149	
	93,7		1,4	4,9		-3,64	0,045	-0,064		1000	550	169	
НПВ 5000-120*	151,9	–	1,33	5,0	–	3,71	3,54	-3,81		1000	640*	126	
	121,1		1,24	5,0		3,71	3,54	-3,81		1000	576*	156	
НПВ 5000-120	151,3	–	1,3	5	–	22,4	0,026	-0,027		1000	645	126	
	132,7		0,099	5		22,4	0,026	-0,027		1000	613	139	
	120,7		1,0	5		22,4	0,026	-0,027		1000	580	154	

Приложение 14

Техническая характеристика насосов типа НМП

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. кавит. запас, м	КПД, %				
НМП 2 500-74	2 500	74	1000	3	72	7 775	ДС118/44-6	800	8 540
НМП 600-78	3 600	78		3	83	7 775	ДС118/44-6	800	8 540
НМП 5 000-115	5 000	115		3,5	85	9 321	СДН2-16-59-6	1 000	6 750

Приложение 15

Справочные данные по насосам типа НМП

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	D_z	
НМП 2 500-74	80,3	–	0,961	3	–	27,3	0,0221	-1,82		1020	690	85
НМП 3 600-78	89,2	–	0,842	3	–	2,09	0,0420	-5,46		900	725	98
НМП 5 000-115	137,6	–	0,940	3,5	–	12,9	0,0275	-2,69		900	840	87

Приложение 16

Задание к выполнению курсового проекта по вариантам

№ варианта	$Q_{кс}$, млрд м ³ /год	Давление газа, МПа		Температура газа $t_{охл}$, С ⁰ на выходе из АВО	L, км	Среднегодовая температура воздуха, t_0 С ⁰	Заданное оборудование
		на входе P_{ex}	рабочее P_p				
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

Оптимальные 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
1 020	5,5	до 8,1	до 8,7
1 020	7,5	> 11,2	> 14,2
1 220	5,5	8,7 – 13	8,7 – 15,6
1 220	7,5	11,2 – 13	14,3 – 18
1 420	5,5	13 – 17,4	15,5 – 22,9
1 420	7,5	13 – 26,7	18 – 29,1
1 620	5,5	17,4 – 27,3	22,1 – 29,1
1 620	7,5	26,7 – 34,7	29,1 – 40,9
2 020	5,5	> 36	> 37,2
2 020	7,5	> 45,9	> 50,8

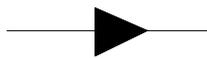
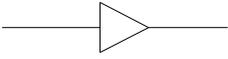
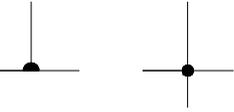
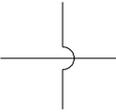
Основные параметры центробежных нагнетателей на номинальном режиме

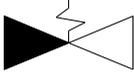
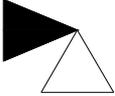
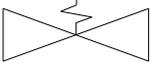
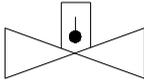
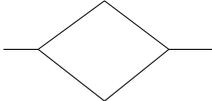
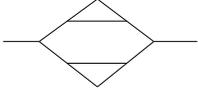
Тип ЦБН	Тип привода	Производительность при 20 °С и 760 мм рт. ст. млн м ³ /сут.	Производительность в условиях всасывания, м ³ /мин	Давление газа (абсолютное), кгс/см ²		Температура газа, °С		Номинальная частота вращения ротора ЦБН, об/мин	Потребляемая мощность, кВт
				на входе	на выходе	на входе	на 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

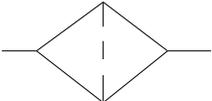
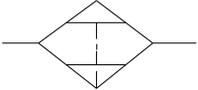
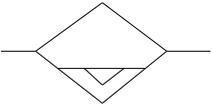
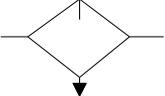
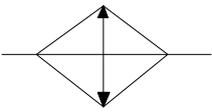
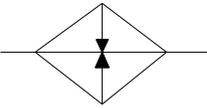
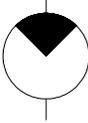
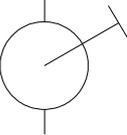
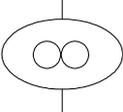
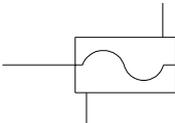
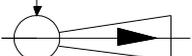
Составление и чтение схем трубопроводов

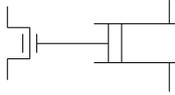
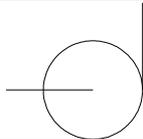
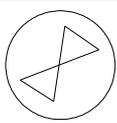
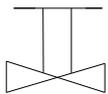
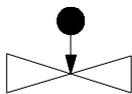
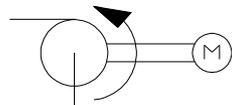
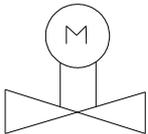
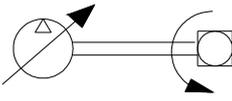
Монтаж и эксплуатацию трубопроводов и арматуры ведут на основе разработанной проектной технической документации. Составными элементами проектной документации служат монтажно-технологические схемы, аксонометрические масштабные схемы, монтажные и рабочие чертежи трубопроводов. На монтажных технологических схемах обозначают условный проход и условное обозначение арматуры.

Проектно техническую документацию выполняют, используя условные обозначения.

наименование	обозначение	наименование	обозначение
Общие условные обозначения в схемах			
Поток жидкости		Прямолинейное движение	
Поток газа (воздуха)		Линия регулирования	
Поток двухфазной среды		Линия механической связи	
Вращательное движение		Линия заземления	
Обозначения элементов трубопроводов			
Соединение линией связи		Подвод жидкости под давлением	
Перекрещивание линий связи		Слив жидкости из системы	
Линии связи: всасывания, наполнения		Подвод воздуха под давлением	

управления		Выпуск воздуха в атмосферу	
дренажа			
Обозначение трубопроводной арматуры			
Вентиль: проходной		Подпорный клапан	
угловой		Дыхательный клапан	
Обратный клапан: проходной		Регулирующий клапан: дроссельный клапан	
угловой			
Приемная сетка с клапаном		редукционный клапан	
Предохранительный клапан: проходной		терморегулирующий клапан	
угловой		двухседельный клапан	
Задвижка		Плотная жидкая заслонка	
Обозначение аппаратов			
Общее обозначение		Осушитель воздуха	

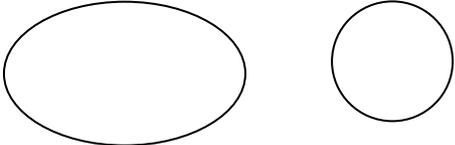
Фильтр		Блок очистки и осушки воздуха	
Влагомаслоотделитель		Сепаратор	
Конденсатоотводчик		Глушитель на выпуске	
Охладитель		Глушитель на приеме	
Нагреватель		Искрогаситель	
Элементы привода общего применения			
ДВС, турбина		Ручное управление	
Электродвигатель		Электромагнит	
Обозначение механизмов			
По функциональному признаку: нерегулируемый насос		Вакуумный насос	
нерегулируемый компрессор		Гидродвигатель	
По принципу действия: насос ручной		Насос шестеренчатый	
насос винтовой		Насос водоструйный	

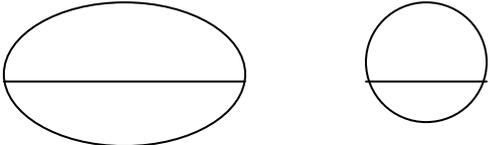
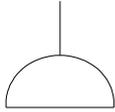
Насос кривошипно-поршневой		Вентилятор центробежный	
Насос центробежный		Вентилятор осевой	
Примеры обозначения арматуры и механизмов с указанием приводов и управления			
Запорный клапан с маховиком (ручным приводом)		Задвижка с электромагнитным приводом	
Запорный клапан с дистанционным управлением		Центробежный насос с приводом от электропривода	
Задвижка с приводом от электродвигателя		Регулируемый компрессор с приводом от ДВС	
Обозначение емкостей и аккумуляторов			
Открытый бак под атмосферным давлением		Пневматический (ресивер, баллон, воздухосборщик)	

Как правило, на схемы наносят все виды автоматических устройств (контроля, регулирования, программного управления, сигнализации, защиты и блокировки), используемых в процессе эксплуатации компрессорных и насосных установок.

На схемах средства контроля и автоматики изображаются условными графическими обозначениями приборов, в которых наносят: буквенные обозначения измеряемых и регулируемых величин; основных функций, выполняемых прибором.

Условные графические изображения приборов

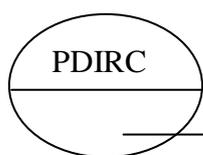
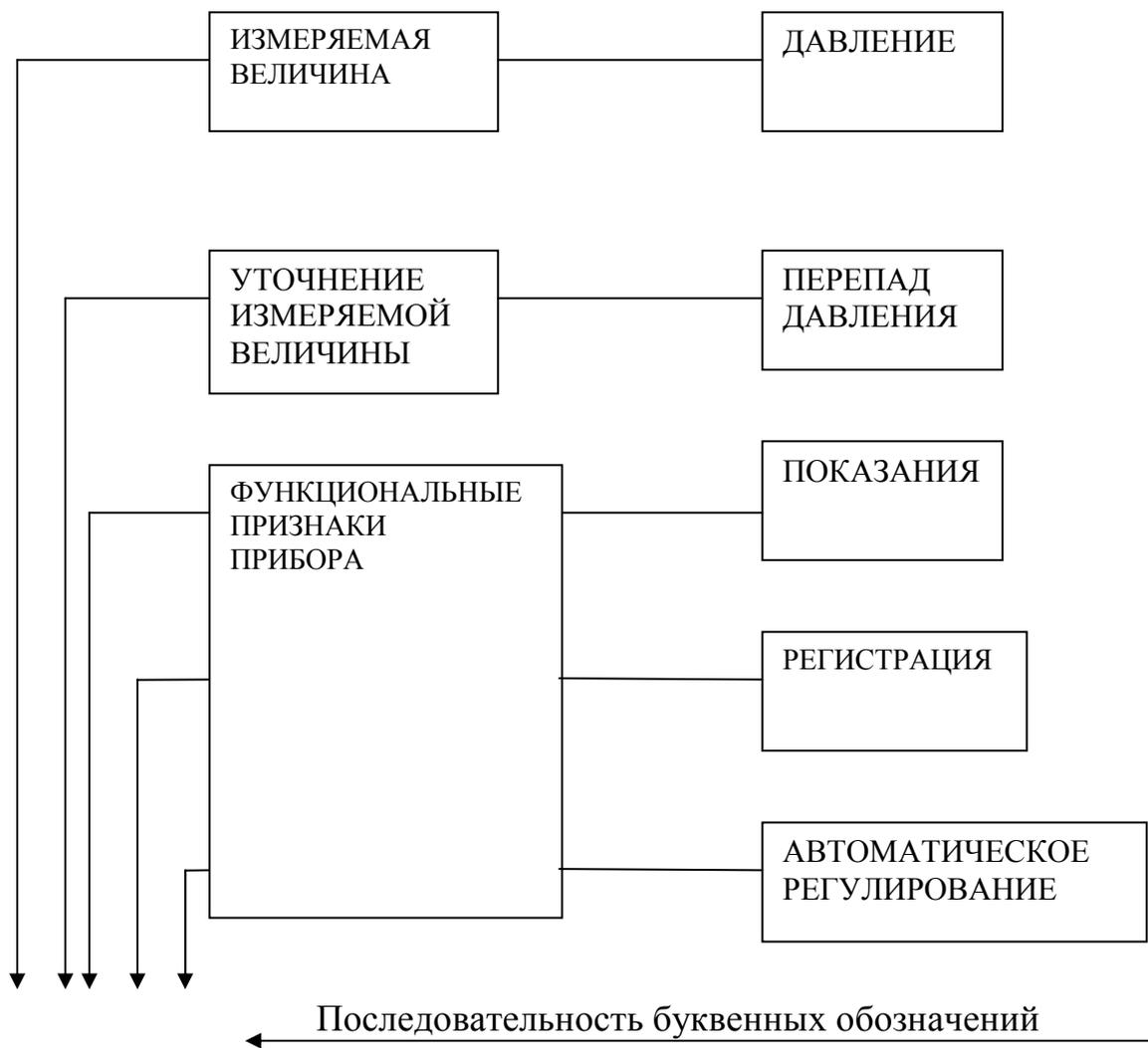
Наименование	Обозначение
Первичный измерительный преобразователь (датчик); прибор, устанавливаемый по месту на технологическом трубопроводе, стене, полу, колонне, металлоконструкции	

Прибор устанавливаемый на щите, пульте	
Отборное устройство без постоянно подключенного прибора (служит для эпизодического подключения приборов во время наладки, снятия характеристики и т.п.)	

Буквенные условные обозначения средств контроля и автоматизации

Обозначения	Измеряемая величина	
	Основные обозначения первой буквы	Дополнительное значение, уточняющее значение первой буквы
D	Плотность	Разность, перепад
E	Любая электрическая величина	
F	Расход	Соотношение, доля, дробь
J		Автоматическое переключение, обегание
K	Время, временная программа	
L	Уровень	
M	Влажность	
P	Давление, вакуум	
Q	Качество, состав, концентрация	Интегрирование, суммирование по времени
R	Радиоактивность	
S	Скорость, частота	
T	Температура	
V	Вязкость	
W	Масса	
	Функции, выполняемые прибором	
	Отображение информации	Формирование выходного сигнала
A	Сигнализация	
C		Регулирование, управление
I	Показание	
R	Регистрация	
S		Включение, отключение, переключение

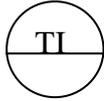
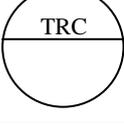
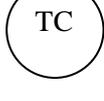
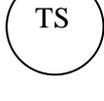
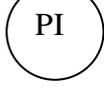
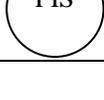
Пример построения условного обозначения прибора



Место для нанесения позиционного обозначения

Примеры построения условных обозначений

	<p>Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту. Например: термопары, термометр сопротивления, баллон манометрического термометра и т.п.</p>
	<p>Прибор измерения температуры, показывающий, установленный по месту. Например: термометр ртутный, термометр манометрический и т.п.</p>

	<p>Прибор измерения температуры, показывающий, установленный на щите. Например: милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.</p>
	<p>Прибор измерения температуры одноточечный, регистрирующий, установленный на щите. Например: самопишущие милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.</p>
	<p>Прибор измерения температуры регистрирующий, установленный на щите. Например: любой самопишущий регулятор температуры (термометр манометрический, логометр, потенциометр и т.п.)</p>
	<p>Регулятор температуры, бесшкальный, установленный по месту. Например: дилатометрический регулятор температуры</p>
	<p>Прибор измерения температуры бесшкальный с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле температурное</p>
	<p>Прибор для измерения давления (разряжения), показывающий, установленный по месту. Например: любой показывающий манометр, тягометр, напорометр, вакуумметр и т.п.</p>
	<p>Прибор для измерения перепада давления, показывающий, установленный по месту</p>
	<p>Прибор для измерения давления (разряжения), бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: манометр (дифманометр) бесшкальный с пневмо- или электропередачей</p>
	<p>Прибор для измерения давления (разряжения), регистрирующий, установленный на щите. Например: самопишущий манометр или любой вторичный прибор для регистрации давления</p>
	<p>Прибор для измерения давления с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле давления</p>
	<p>Прибор для измерения давления (разряжения), показывающий с контактным устройством, установленный по месту. Например: электроконтактный манометр и т.п.</p>

FE	<p>Первичный измерительный преобразователь для измерения расхода, установленный по месту. Например: диафрагма, сопло, труба Вентури и т.п.</p>
FT	<p>Прибор для измерения расхода, бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: дифманометр бесшкальный с пневмо- или электропередачей</p>
FI	<p>Прибор для измерения расхода, показывающий, установленный по месту. Например: дифманометр показывающий</p>
FQI	<p>Прибор для измерения расхода, интегрирующий, установленный по месту. Например: любой бесшкальный счетчик-расходомер и интегратором</p>
LE	<p>Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения уровня, установленный по месту. Например: датчик электрического и емкостного уровнемера</p>
LI	<p>Прибор для измерения уровня, показывающий, установленный по месту. Например: манометр (дифманометр), используемый для измерения уровня</p>

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

1. Настоящее приложение разработано на основании РД «Методика определения нормативов технологических остатков нефти в резервуарных парках ОАО АК «Транснефть»» и устанавливает методики определения:

- минимального и максимального допустимых, нормативного аварийного, нормативного нижнего, нормативного верхнего уровней нефти в резервуарах;
- потенциальной полезной емкости, полезной емкости, коэффициента полезной емкости;
- запаса аварийной емкости и технологических остатков.

2. Расчет максимально допустимого уровня разлива

Схема резервуара РВСПК-75 000 для расчета максимально допустимого уровня разлива приведена на рис. П.20.1.

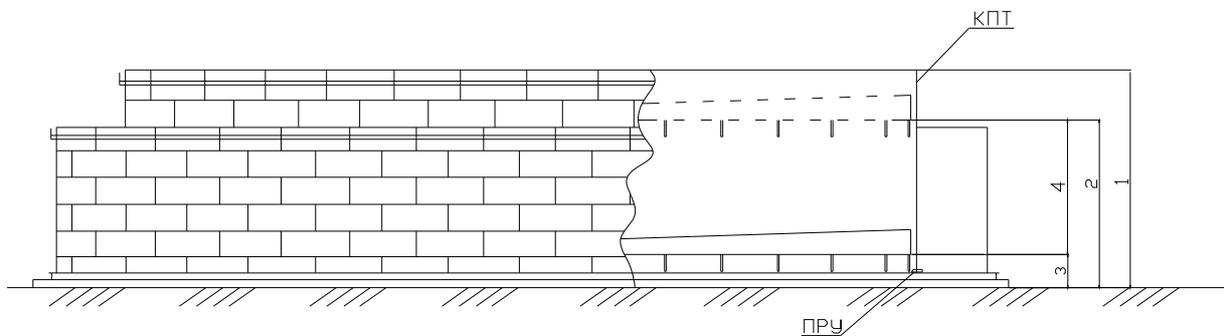


Рис. П.20.1. Схема резервуара РВСПК-75 000: 1 – высота стенки резервуара; 2 – максимальный допустимый уровень разлива; 3 – минимальный допустимый уровень разлива; 4 – высота, определяющая потенциальную полезную емкость

Максимально допустимый уровень определяется по формуле

$$H_{\text{макс.доп}} = H_{\text{констр}} - 100 \text{ мм}, \quad (1)$$

где $H_{\text{констр}}$ – расстояние, определяемое типом и конструкцией резервуара (рис. П.20.1). Для РВС с плавающей крышей $H_{\text{констр}}$ определяется от днища (в районе уторного уголка) до верха стенки.

100 мм – это расстояние, определяющее запас емкости на температурное расширение нефти.

Для РВС с плавающей крышей 100 мм отмеряются от верха стенки до короба крыши, затем вычитается высота плавающей крыши с учетом ее погружения.

3. Расчет объема минимального допустимого уровня взлива

Объем минимального допустимого уровня нефти в резервуарах со стационарной крышей рассчитывается исходя из условия недопустимости прорыва воздуха в приемно-раздаточный патрубок при воронкообразовании.

$$V_{\text{мин.доп.}} = H_{\text{мин.доп.}} \cdot F, \quad (2)$$

где F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м^2 .

Величина минимального допустимого уровня $H_{\text{мин.доп.}}$ в резервуарах с плавающей крышей определяются расстоянием 30 см от днища резервуара до низа опорных стоек.

В резервуарах с плавающей крышей, опорные стойки которой установлены на днище, минимально допустимый уровень определяется на 30 см выше опорных стоек.

Минимальный уровень по воронкообразованию определяется в зависимости от конструктивного расположения приемно-раздаточного патрубка (ПРП), его диаметра и производительности опорожнения резервуара, которая зависит от производительности напорного участка нефтепровода при схеме перекачки «через резервуары» и максимальной разницы производительностей приемного и напорного участков при схеме перекачки с «подключенными резервуарами». Величина $H_{\text{мин.доп.}}$ определяется по формуле

$$H_{\text{мин.доп.}} = H_{\text{кр}} + A, \quad (3)$$

где $H_{\text{кр}}$ – критическая высота уровня жидкости в резервуаре, при которой начинается устойчивое истечение с воронкой, м;

A – расстояние от днища резервуара до оси приемораздаточного патрубка, м. Значения A определяются по паспорту резервуара.

$$H_{\text{кр}} = 0,025 \cdot d_n \sqrt[3]{\text{Re}} \cdot \sqrt{\varphi}, \quad (4)$$

где $Re = \vartheta \cdot d_n / \nu$ – критерий Рейнольдса;

d_n – диаметр приемо-раздаточного патрубка, м;

ϑ – скорость в одном приемо-раздаточном патрубке, м/с. Определяется по максимальной производительности заполнения-опорожнения резервуара;

ν – кинематическая вязкость при максимальной температуре перекачиваемой жидкости, м²/с;

φ – угол среза приемо-раздаточного патрубка, град.

При наличии в резервуаре хлопушек с горизонтально или максимально поднятой крышкой угол среза ПРП следует принимать равным $\varphi = 30$ град.

Расчетный минимальный допустимый уровень $H_{мин.доп.}$ в резервуаре определяется по максимально возможной производительности участка нефтепровода.

4. Расчет нормативного уровня аварийного

Нормативный аварийный уровень определяется отношением объема, необходимого для создания емкости для аварийного сброса нефти (V_{apn}), к F .

$$H_a = \frac{V_{apn}}{F}, \quad (5)$$

где F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м²;

V_{apn} – объем необходимый для создания емкости для аварийного сброса нефти (см. п. 7).

5. Расчет нормативного уровня нижнего

Уровень (H_n) для резервуара определяются по формуле

$$H_n = H_{мин.доп.} + \frac{Q \cdot t}{F}, \quad (6)$$

где Q – максимально допустимая производительность опорожнения резервуара, м³/ч;

t – время, необходимое для оперативных действий, принимается равным 0,5 ч;

F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м².

6. Расчет нормативного уровня верхнего

Уровень ($H_в$) для резервуара определяются по формуле

$$H_в = H_{max.дон.} - \frac{Q \cdot t}{F}, \quad (7)$$

где Q – максимально допустимая производительность опорожнения резервуара, м³/ч;

t – время, необходимое для оперативных действий, принимается равным 0,5 ч;

F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м².

7. Расчет запаса аварийной емкости

Общий запас аварийной емкости (V_{apn}) не должен превышать двухчасовую пропускную способность подводящего нефтепровода. Объем аварийной емкости резервуарного парка является нормативным ограничением по аварийному запасу и рассчитывается по формуле

$$V_{apn} = 2 \cdot Q, \quad (8)$$

где Q (м³/ч) определяется из расчета производительности нефтепровода на максимальном режиме работы по установленному оборудованию; при наличии нескольких подводящих нефтепроводов – по нефтепроводу с наибольшей производительностью.

8. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню нижнему

Для резервуарного парка указанный запас емкости ($V_{нрп}$) равен сумме всех объемов (V_{Hi}) в резервуарах парка и является нормативным ограничением по нижнему уровню:

$$V_{нрп} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{Hi}, \quad (9)$$

$$V_{Hi} = (H_H - H_{мин.дон.}) \cdot F, \quad (10)$$

F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м²;
 n – количество резервуаров в парке.

9. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню верхнему

Для резервуарного парка указанный запас емкости ($V_{вpn}$) равен сумме всех объемов (V_{ei}) в резервуарах парка и является нормативным ограничением по нижнему уровню:

$$V_{вpn} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{ei}, \quad (11)$$

где
$$V_{ei} = (H_{макс.дон} - H_{г}) \cdot F, \quad (12)$$

F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м²;
 n – количество резервуаров в парке.

10. Расчет технологических остатков нефти в резервуарном парке

10.1. Технологический остаток нефти в резервуарном парке НПС зависит от схемы перекачки нефти по магистральному нефтепроводу: «с подключенными резервуарами» или «через резервуары».

10.2. Технологический остаток ($V_{то.}$) нефти включает в себя минимально допустимый остаток ($V_{мин.дон.}$), определяемый минимально допустимым уровнем ($H_{мин.дон.}$), и технологический запас ($V_{тз}$), создаваемый для обеспечения независимой работы НПС без изменения режима перекачки в течение времени (но не более 2-х ч), необходимого для выяснения причин и ликвидации отказа предыдущей НПС и выхода участка нефтепровода на режим.

10.3. Объем технологического остатка нефти в резервуарном парке определяется по формуле

$$V_{тоpn} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{мин.дон.i} + V_{ТЗ}, \quad (13)$$

где
$$V_{ТЗ} = Q \cdot t, \quad (14)$$

t – время, необходимое для откачки нефти из резервуаров без изменения режима перекачки на напорном участке, но не более 2-х ч.

Q (м³/ч) определяется из расчета производительности напорного участка нефтепровода на максимальном режиме работы по установленному оборудованию, при наличии нескольких напорных нефтепроводов – по нефтепроводу с наибольшей производительностью.

$$V_{\text{мин.доп.}i} = \sum_{i=1}^{i=n} H_{\text{мин.доп.}i} \times F_i, \quad (15)$$

где F_i – площадь зеркала нефти в i -ом резервуаре, м²;

n – количество «подключенных» резервуаров.

10.4. Технологический уровень нефти в группе резервуаров H_H , м, определяющий величину запаса, позволяющего вести откачку нефти из группы резервуаров до минимально допустимого уровня из расчета двухчасовой производительности или времени, необходимого для выяснения причины простоя и ликвидации его, рассчитывается по формуле

$$H_{Hi} = H_{\text{мин.доп}} + \frac{Q}{\sum_1^n F_i} \cdot t, \quad (16)$$

где Q – производительность эксплуатационного участка, м³/ч;

F_i – площадь зеркала нефти в i -ом резервуаре, м²;

n – количество «подключенных» резервуаров;

t – установленное время, но не более 2-х ч, включает в себя время, расходуемое на сообщения об остановке и пуске приемного участка нефтепровода или НПС, выяснения причин отказа, ликвидацию отказа по возможности, вывод участка нефтепровода на установленный режим, ч.

При недостаточной вместимости резервуарного парка время восстановления t при составлении технологической карты эксплуатации резервуаров следует принимать индивидуально для каждого резервуарного парка с учетом возможного объема резервирования емкости под технологический остаток.

10.5. В технологической карте эксплуатации резервуаров следует указывать число подключенных резервуаров, величину технологического уровня и номер резервуара, ограничивающий технологический уровень за счет разности геодезических отметок или геодезические отметки днищ резервуаров.

10.6. Для резервуаров НПС, работающих по схеме «через резервуары», технологический уровень нефти может совпадать с минимально допустимым уровнем $H_{мин.доп.}$ при наличии в части резервуарного парка технологического запаса.

10.7. По градуировочной таблице и технологическому уровню H_{Hi} определяют объем технологического остатка $V_{то.і}$ в каждом резервуаре и суммарно по резервуарному парку.

10.8. При определении технологического остатка нефти в группе транзитных резервуаров, имеющих разные геодезические отметки днищ или высоты резервуаров, необходимо учитывать, что часть объема нефти не участвует в товаротранспортных операциях из-за разности геодезических отметок или высот резервуаров, объединенных в одну технологическую группу.

10.9. Норматив технологического остатка нефти ($M_{то.о.}$, т) в эксплуатируемых резервуарах резервуарного парка составит:

$$M_{то} = 10^{-3} \cdot \sum_1^n V_{тоі} \cdot \rho = 10^{-3} \cdot \sum_1^n (V_{мин.доп.} + Q \cdot t) \cdot \rho, \quad (17)$$

где ρ – плотность при среднегодовой температуре нефти в год, предшествующий нормируемому;

n – количество резервуаров, находящихся в эксплуатации.

10.10. При расчете нормативов технологических остатков нефти в резервуарном парке на предстоящий год необходимо учитывать план консервации или списания резервуаров с баланса, план ввода в эксплуатацию вновь построенных резервуаров.

10.11. В течение отчетного года при изменении состояния резервуарного парка, расчетной производительности магистральных нефтепроводов нормативы технологических остатков должны быть пересмотрены.

10.12. При наличии запаса нефти в части резервуарного парка для обеспечения независимой работы НПС в течение заданного времени остатальные резервуары могут опорожняться до минимально допустимого уровня.

10.13. Запас емкости для обеспечения договорных обязательств и качества нефти в пункте назначения определяются службами транспорта, учета и качества нефти РУП «Гомельтранснефть «Дружба» и не относятся к технологическому запасу и технологическому остатку.

11. Расчет потенциальной полезной емкости резервуарного парка

Потенциальная полезная емкость резервуарного парка рассчитывается по следующей формуле

$$V_{nn} = (H_{\text{макс.дон.}} - H_{\text{мин.дон.}}) \cdot F, \quad (18)$$

где F – площадь зеркала нефти в резервуаре, м².

Потенциальная полезная емкость резервуарного парка ($V_{nn.pn.}$) определяется как сумма потенциальных полезных емкостей резервуаров парка НПС

$$V_{nn.pn.} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{nni}, \quad (19)$$

где n – количество резервуаров в парке (V_{apn}).

12. Расчет полезной емкости резервуарного парка с учетом нормативных ограничений

Полезная емкость резервуарного парка с учетом нормативных ограничений – это емкость резервуарного парка, участвующая в приемо-раздаточных операциях при транспортировке и отгрузке нефти.

Полезная емкость резервуарного парка определяется разностью между потенциальной полезной емкостью резервуарного парка ($V_{nn.pn.}$) и нормативными ограничениями

$$V_{npr} = V_{nn.pn.} - V_{npr} - V_{вpr} - V_{apn}. \quad (20)$$

Для резервуаров, в которых хранится технологический запас ($V_{TЗ}$), вместо V_{npr} в данную формулу ставится $V_{TЗ}$.

Для парков, резервуары которых расположены на разных геодезических отметках, разрабатывается операционная карта, по которой технологические переключения исключают потери полезной емкости из-за разницы отметок днищ резервуаров.

Схема резервуара РВСПК-75 000 для расчета полезной емкости приведена на рис. П.20.2.

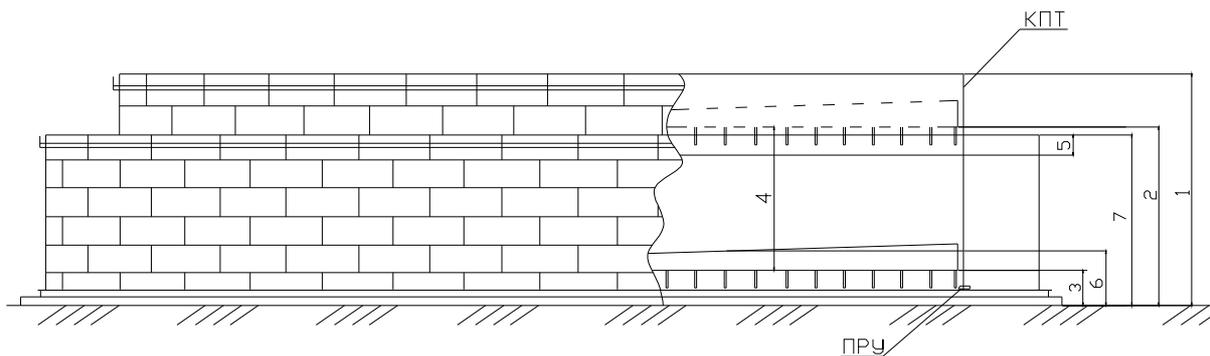


Рис. П.20.2. Схема резервуара РВСПК-75 000: 1 – высота стенки резервуара; 2 – максимальный допустимый уровень взлива; 3 – минимальный допустимый уровень взлива; 4 – высота, определяющая потенциальную полезную емкость; 5 – нормативный объем аварийный; 6 – нормативный уровень нижний; 7 – нормативный уровень верхний

13. Расчет коэффициента полезной емкости

Коэффициент полезной емкости (K) определяется отношением полезной емкости резервуарного парка (V_{npn}) к объему резервуарного парка по строительному номиналу ($V_{стр}$)

$$K = \frac{V_{npn}}{V_{стр}}. \quad (21)$$

Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
Дыхательный клапан	+			+
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемно-раздаточное устройство				+
Приемно-раздаточный патрубок*	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	
Система подслоного пенотушения	+	+	+	+
Компенсирующая система приемно-раздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			+	
Система орошения резервуара	+	+	+	
Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+
*Приемно-раздаточный патрубок с хлопушей на РВС следует заменить приемно-раздаточным устройством с поворотной заслонкой				

Технические характеристики дыхательной арматуры и огневых предохранителей

Шифр	Наименование	Назначение	D_y , мм	Пропускная способность, м ³ /ч	Давление рабочее, мм вод. ст.	Вакуум рабочий, мм вод. ст.
1	2	3	4	5	6	7
НДКМ-100	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	100	200	160	16
НДКМ-150	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	150	500	160	16
НДКМ-200	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	200	900	160	16
НДКМ-250	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	250	1 500	160	20
НДКМ-350	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	350	3 000 5 000	200	100
СМДК-50	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	50	25	200	25

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7
СМДК-100	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	100	25	200	25
СМДК-150	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	150	142	200	25
СМДК-200	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	200	250	200	25
СМДК-250	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	250	300	200	25
СМДК-350	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	300	420	190	25

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7
КД-50	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений	50	15		
КД-100	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений	100	50		
КД-150	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений	150	100		
КД-250	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений	250	300		
КДС-1000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	350	1 000	200	25
КДС-1500	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	500	1 500	200	25
КДС-3000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	500	3 000	200	25
КДС2-1500	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	150	450	200	25
			200	750	200	25
			250	1 000	200	25
			350	1 300	200	25
			500	1 500	200	25

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7
КДС2-3000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	250 350 300	1 100 2 400 3 000	200 200 200	25 25 25
КПГ-150	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	150	500 900	200 – 120	25 – 30 35 – 40 90 – 100
КПГ-200	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	200	900 1 300	200 – 120	25 – 30 35 – 40 90 – 100
КПГ-250	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	250	1 500 – 2 700	200 – 120	25 – 30 35 – 40 90 – 100
КПГ-350	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	300	2 700 – 5 000	200 – 120	25 – 30 35 – 40 90 – 100
ПКС-200	Клапан предохранительный гидравлический	Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа дыхательного клапана	200	200	55 – 60	35 – 40
ПКС-250	Клапан предохранительный гидравлический	Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа дыхательного клапана	250	250	55 – 60	35 – 40
КПС-250	Клапан предохранительный сварной конструкции	Для предупреждения повышения давления и вакуума сверх установленных в вертикальных резервуарах в случае неисправности дыхательного клапана	250	300	200	40
КПС-300	Клапан предохранительный сварной конструкции	Для предупреждения повышения давления и вакуума сверх установленных в вертикальных резервуарах в случае неисправности дыхательного клапана	350	600	200	40

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7
ОП-50	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	50	25		
ОП-100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	100	100		
ОП-150	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	150	215		
ОП-200	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	200	380		
ОП-250	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	250	600		
ОП-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	350	900		
ОП-500	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	500	До 2 200		
ПО-50	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	50	25		
ПО-100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	100	100		
ПО-150	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	150	215		
ПО-200	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	200	380		
ПО-250	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	250	600		
ПО-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	350	900		
ПО-500	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	500	2 200		

ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Г – головная насосная станция;
Пнн – промежуточная насосная станция при перекачке по схеме из насоса в насос;
G – массовая подача, т/ г;
L – длина трубопровода, м;
Нг – геодезическая высота, м;
 $t_{1м}, t_{2м}$ – температура масла на входе и выходе подшипника, °С;
 $t_{1в}, t_{2в}$ – температура воздуха на входе и выходе охладителя, °С;
 ρ – плотность, кг/ м³;
 ν – коэффициент кинетической вязкости, м²/ с;
Q – объемная подача, м³/ ч;
T – абсолютная температура, °К;
 $T_{нк}$ – температура начало кипения, °К;
ДЗЛ – дизельное топливо летнее;
ДЗЗ – дизельное топливо зимнее;
ДЗА – дизельное топливо арктическое.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995.
2. 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.
3. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М. : Недра, 1976.
4. Громов, А. В. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: справ. пособие / А. В. Громов, А. Е. Гузанов, Л. А. Хачикян и др. – М. : Недра, 1987.
5. 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.
6. Мороз, А. П. Газоперекачивающие агрегаты и обслуживание компрессорных станций / А. П. Мороз, И. И. Мальцуров, К. Г. Арустамов и др. – М. : Недра, 1979.
7. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М. : Изд-во ВЗПИ, 1990.
8. Справочник работника магистрального газопровода / под ред. С. Ф. Бармина. – Л. : Недра, 1974.
9. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа. – М., 1985.
10. СНиП 2.05.06.85*. Магистральные трубопроводы. – М. : Госстрой СССР 1985.
11. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85
12. Правила технической эксплуатации. Магистральные газопроводы. – М. : Недра, 1989.
13. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
14. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов : РД 153-39.4-113-01.
15. Шпотаковский, М. М. Охлаждение транспортируемого природного газа на КС магистральных газопроводов / М. М. Шпотаковский. – М. : Недра, 1991
16. Степанов, О. А. Охлаждение газа и масла на КС / О. А. Степанов, В. А. Иванов. – Л. : Недра, 1982
17. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М. : РГУНГ им. Губкина, 2001.
18. Коршак, А. А. Определение необходимой концентрации противотурбулентных присадок при увеличении производительности нефте- и нефтепродуктопроводов / А. А. Коршак, Э. С. Бяхтерева // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра : материалы междунард. науч.-техн. конф. – Уфа, 2002.
19. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : ГАНГ, 1995.
20. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти : учебник для вузов / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; под ред. С. М. Вайнштока. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т. 1.
21. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2002.
22. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов : РД 153-39.4-113-01.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	4
Часть 1. НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ	4
1. Исходные данные и их обработка	5
2. Определение плотности, вязкости и давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости	5
3. Подбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций	7
4. Расчет подводящих (всасывающих) трубопроводов подпорных насосов головной насосной станции	15
5. Определение режима работы насосной станции	19
6. Определение емкости резервуарного парка НПС	19
7. Подбор вспомогательного оборудования	20
8. Выбор типа задвижек	20
Часть 2. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ	20
9. Исходные данные и их обработка	21
10. Подбор оборудования КС	22
11. Расчет режима работы КС	23
12. Расчет перегона между компрессорными станциями	25
13. Определение режима работы КС	28
14. Подбор вспомогательного оборудования	28
ПРИЛОЖЕНИЯ	29
ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	69
ЛИТЕРАТУРА	70

Учебное издание

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проектирования
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Составители
КОВАЛЕНКО Павел Васильевич
ПИСТУНОВИЧ Наталья Николаевна

Редактор *Т. А. Дарьянова*

Подписано в печать 18.06.07. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 4,01. Тираж 50 экз. Заказ 934.

Издатель и полиграфическое исполнение –
Учреждение образования «Полоцкий государственный университет»

ЛИ № 02330/0133020 от 30. 04. 04

ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04

211440, г. Новополоцк, ул. Блохина, 29