

Трубопроводный транспорт нефти и газа

г. Москва 2019

1. Гидравлические характеристики нефтепровода

Режим движения жидкости определяют по числу Рейнольдса: $Re = v \cdot d / \nu$

где, v – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с; d – диаметр трубопровода, м; ν – кинематическая вязкость, м²/с.

Установлено, что при $Re > 2320$ в трубопроводе кругового сечения всегда имеет место турбулентный режим, а при $Re < 2320$ – ламинарный.

Напор – это энергия, отнесенная к единице веса. Напор измеряют единицами длины (м, см, мм). Различают напор геометрический, пьезометрический и скоростной.

В общем смысле гидравлический расчет зависит от:

1. Характеристики транспортируемой жидкости (плотность вязкость)
2. Характеристики трубопровода, его протяженность, шероховатость труб и наличие ЗРА с их местными сопротивлениями.
3. Параметры перекачки Напор и расход (скорость перекачки).

Режимы течения:

1. Ламинарный режим течения $Re < 2320$ формула Стокса $\lambda = \frac{64}{Re}$

2. Переходный турбулентный $2320 < Re < 10000$ формула Гинсбурга

$$\lambda = \frac{64}{Re} \cdot (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \gamma \quad \gamma = 1 - e^{-0,002(Re-2320)}$$

- 3) Развитый турбулентный режим течения, в зоне гидравлически гладких труб $Re < \frac{27}{\varepsilon^{1,143}}$
Формула Блазиуса $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$

- 4) Развитый турбулентный режим течения, в зоне смешанного трения Формула Альтшуля

$$\frac{27}{\varepsilon^{1,143}} < Re < \frac{500}{\varepsilon}$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$$

Чаще всего при турбулентном режиме используют эту формулу

- 5) Развитый турбулентный режим течения, в зоне квадратичного трения Формула Шифринсона

$$Re > \frac{500}{\varepsilon}$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$$

Величина потери напора на трение по длине для труб круглого сечения выражается следующим уравнением гидравлики, предложенным учеными Дарси и Вейсбахом в 1755 г.:

$$h_{\text{дл}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{g^2}{2g}$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления; g – средняя скорость движения жидкости, м/с; l – длина трубы, м; d – внутренний диаметр трубы, м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

По предложению немецкого ученого Вейсбаха (1806 – 1871 гг.) **местные потери напора** принято выражать в частях от скоростного напора, подсчитанного за местным сопротивлением

$$h_{\text{м}} = \frac{\zeta \cdot g^2}{2g}$$

ζ – безразмерный коэффициент или коэффициент местного сопротивления зависит от формы последнего.

$h_{\tau} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} L$ - потери напора на трение (формула Лейбензона);

m – показатель режима движения жидкости;

$$\beta = \frac{8 A}{4^m \pi^{2-m} g} \text{ - коэффициент.}$$

Режим течения	m	β , $\text{с}^2/\text{м}$
ламинарный ($A = 64$)	1	4,15
зона Блазиуса ($A = 0,3164$)	0,250	0,026
зона смешанного трения	0,123	$0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg(k/D) - 0,627}$
квадратичная зона ($A = \lambda$)	0	0,0827 λ

На практике часто считают что местные потери составляют 3% от потерь напор по длине:

$$h_{\text{дл}} = 1,03 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{g^2}{2g}$$

Формулы для коэффициента гидравлических сопротивлений используемые на практике:

1) $Re < 2000$: $\lambda = \frac{64}{Re}$

2) $2000 < Re < 2800$: $\lambda = (0,16 \cdot Re - 13) \cdot 10^{-4}$

3) $2800 < Re < Re_*$: $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$

4) $Re > Re_*$: $\lambda = \Lambda + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$

Re_* и Λ берутся из таблицы.

Значения констант Re_* и Λ

Внешний диаметр нефтепровода, мм	Re_*	Λ
530	73000	0,0130
630	90000	0,0126
720	100000	0,0124
820	110000	0,0123
920	115000	0,0122
1020	120000	0,0121
1220	125000	0,0120

Уравнение Бернулли:

$$\left(z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_1 \cdot \mathcal{G}_1^2}{2 \cdot g} \right) - \left(z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_2 \cdot \mathcal{G}_2^2}{2 \cdot g} \right) = h_{1-2}$$

$$H_1 - H_2 = h_{1-2} \quad h_{1-2} = h_{\tau} + h_m$$

H_1 и H_2 - полный напор,

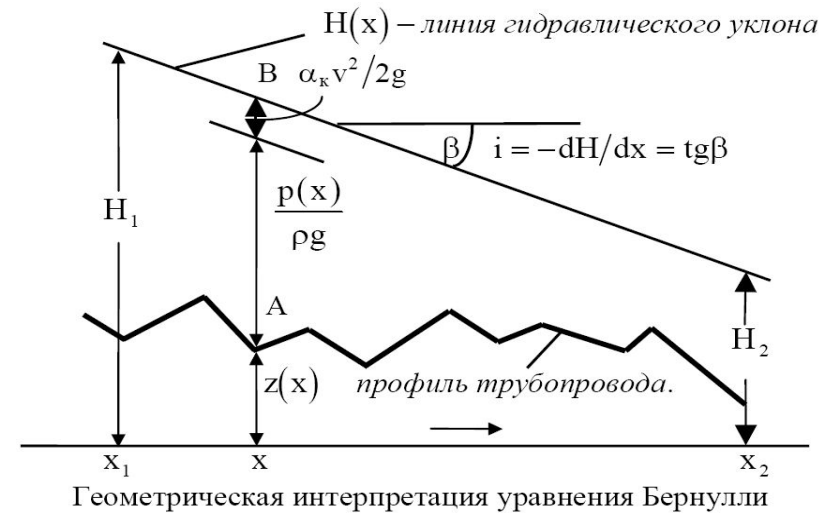
h_{1-2} - потери напора,

z - геометрический напор,

$\frac{P}{\rho \cdot g}$ - пьезометрический напор,

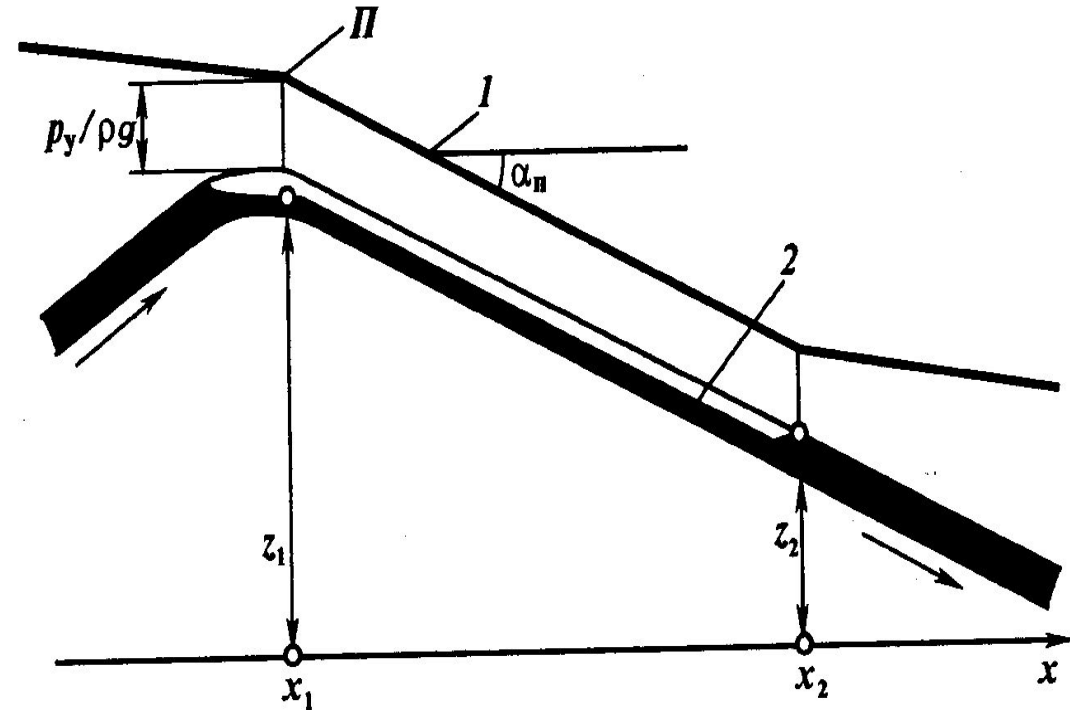
$\frac{\alpha \cdot \mathcal{G}^2}{2 \cdot g}$ - скоростной напор,

α - коэффициент Кориолиса ($\alpha = 2$ если $Re < 2320$ и $\alpha = 1$ если $Re > 2320$),



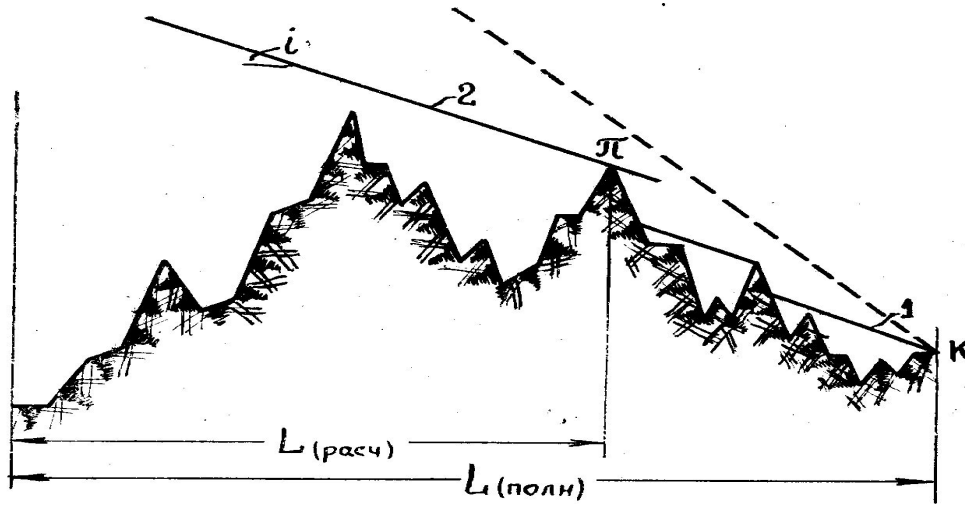
2. Самоотечный участок

Самотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором жидкость течет неполным сечением, самотеком, под действием силы тяжести. Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным, равным упругости P_u насыщенных паров транспортируемой жидкости, поэтому течение на самотечном участке называют безнапорным.



При этом разность напоров между сечениями x_1 (началом самотечного участка) и x_2 (концом самотечного участка) существует и равна разности (z_1 и z_2) высотных отметок этих сечений.

2. Самотечный участок



Стационарные самотечные участки в трубопроводе могут существовать только на нисходящих сегментах. Гидравлический уклон течения на самотечном участке равен абсолютной величине тангенса угла наклона профиля трубопровода к горизонту.

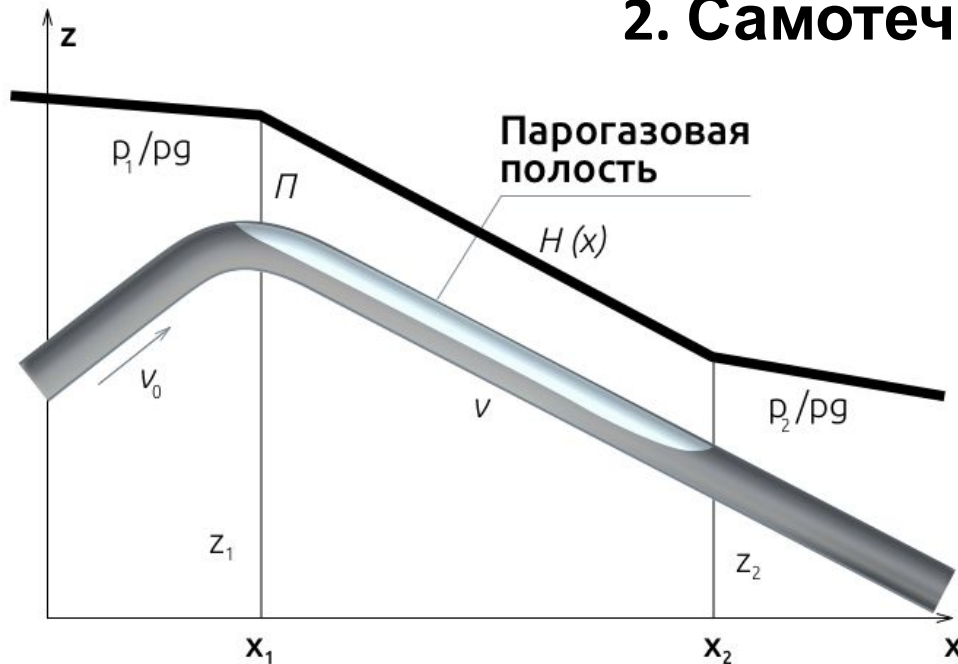
Возвышенность на трассе, от которой нефть приходит на конечный пункт нефтепровода самотеком, называется перевальной точкой П.

Расстояние от начального пункта нефтепровода до ближайшей из них называется расчетной длиной нефтепровода.

При гидравлическом расчете длина нефтепровода принимается равной расчетной, разность отметок ΔZ — равной превышению перевальной точки над начальным пунктом трассы.

Если линия гидравлического уклона, проведенная из конечной точки трассы, нигде не пересекается с профилем и не касается его (на рис. — пунктирная линия), перевальная точка отсутствует и расчетная длина равна полной длине нефтепровода.

2. Самотечный участок



Расход нефти на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу Q нефти в заполненных сечениях трубопровода, из чего можно заключить, что скорость движения жидкости на самотечном участке больше скорости движения жидкости на заполненных участках нефтепровода, поскольку площадь части сечения, занятого жидкостью на каждом самотечном участке, меньше площади полного сечения трубопровода.

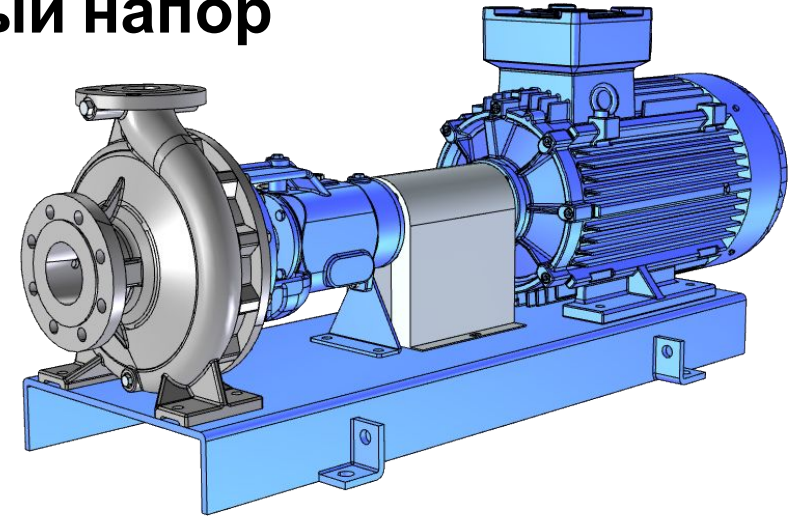
Наличие самотечных участков в магистральном трубопроводе приводит к увеличению начального напора на станции, а следовательно, и давления (рис. 3), а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом, в котором самотечные участки отсутствуют.

Часто для снижения перепада устраивают тоннели.

- Опасности:
1. образовавшиеся парогазовые скопления создают дополнительное сопротивление, а процесс их растворения продолжается длительное время.
 2. Повышенное содержание в нефти сернистых соединений может вызвать ускоренное протекание коррозионных процессов на внутренней поверхности стенки трубы над свободной поверхностью жидкости.

3. Дифференциальный напор

Насос — это устройство (гидравлическая машина) для принудительного перемещения жидкости, от сечения с меньшим значением напора (из линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора (в линию нагнетания насоса), посредством преобразования механической энергии приводного двигателя в энергию потока жидкости (создание напора жидкости)



Величина $H = H_n - H_v$, разности напоров между линиями нагнетания и всасывания, то есть создаваемый насосом напор, называется дифференциальным напором насоса.

$$H = H_n - H_v = \frac{p_n - p_v}{\rho g}$$

Дифференциальное давление является одной из важных технических характеристик насосов. По мере возрастания дифференциального давления возрастает мощность, требуемая для привода насоса, но при этом уменьшается производительность.

Диф. Напор характеристика насоса. = величине напора на выходе из насоса.

4. Подпор

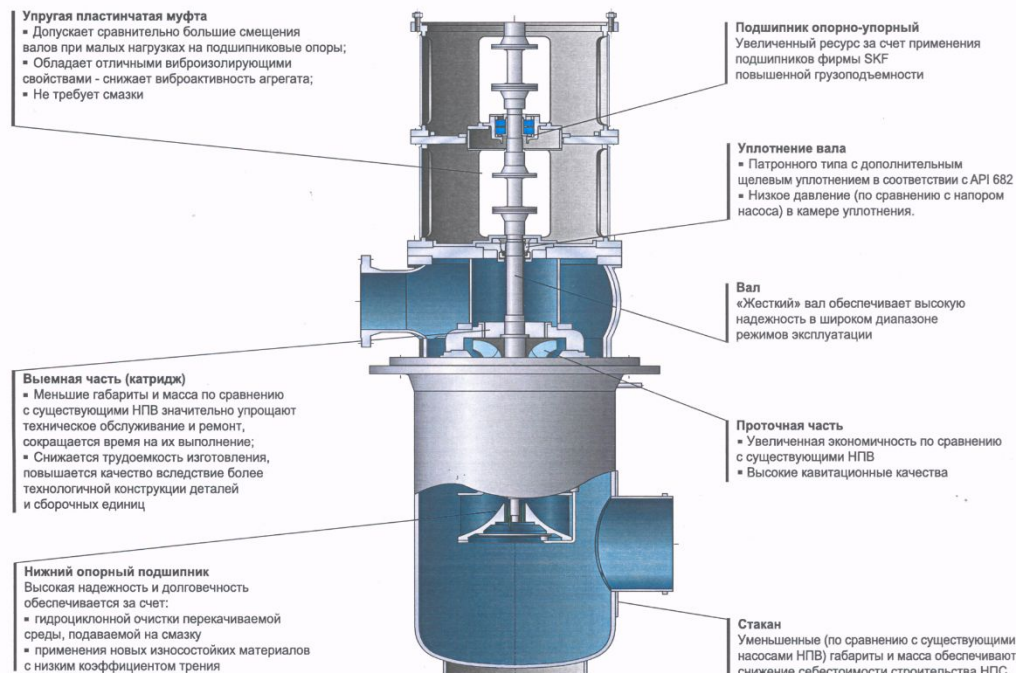
Для предотвращения кавитации на станциях с резервуарными парками перед центробежным насосом устанавливается подпорный насос.

При перекачки «из насоса в насос» подпорные насосы не устанавливаются.

Подпорные нефтяные насосы, предназначенные для перекачивания нефти от емкостей к магистральным насосам, создают необходимый подпор для обеспечения бескавитационной работы магистральных насосов.

Для создания противокавитационного подпора применяются центробежные вертикальные одноступенчатые насосы типа НПВ.

НЕФТЯНЫЕ ПОДПОРНЫЕ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ НАСОСЫ ТИПА НПВ-М



5. Коммерческий расход

Объемный расход определяется выражением:

$$Q = \vartheta \cdot F = \vartheta \cdot \pi \cdot d^2 / 4$$

где F – площадь трубы.

Задача1. Средняя по сечению скорость v течения нефти ($\rho = 900 \text{ кг/м}^3$) в трубопроводе ($D = 1020 \text{ мм}$; $\delta = 10 \text{ мм}$) равна $1,0 \text{ м/с}$. Определить годовую пропускную способность нефтепровода.

Внутренний диаметр трубопровода: $D_{\text{вн}} = D - 2\delta = 1020 - 2 \cdot 10 = 1000 \text{ мм}$

Площадь поперечного сечения:

$$S = \pi r^2 = \pi \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{1^2}{4} = 0,79 \text{ м}^2$$

Годовая пропускная способность (массовый расход):

$$G = Q\rho = 8400 \cdot 3600 \cdot \rho v s = 30240000 \cdot 900 \cdot 1 \cdot 0,79 = 2,15 \cdot \frac{10^{10} \text{ кг}}{\text{г}}$$

$$= 21,5 \text{ млн т/г}$$

8400 – годовое число часов работы нефтепровода (350 дней)

ВНТП 5-95

7.2. При организации системы коммерческого учета количества нефтепродукта следует использовать метод прямого измерения (взвешивания). Допускается применение косвенных методов определения массы (нетто) с использованием массовых или объемных счетчиков в комплекте с автоматическими

Коммерческим расходом к Q газа ($\text{м}^3/\text{с}$), называется массовый расход газа, выраженный в стандартных кубических

$Q_v = V_{\text{ср}} S$ – объемный расход газа, [$\text{м}^3/\text{с}$].

$Q_m = \rho_0 Q_v$ – массовый расход, [кг/с],

где ρ_0 – плотность газа при норм. условиях ($T=273 \text{ К}$, $P=0,1013 \text{ МПа}$).

$Q_k = Q_m / \rho_{\text{ст}} = \rho v s / \rho_{\text{ст}}$ – коммерческий расход, [$\text{м}^3/\text{с}$],

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность газа при станд. условиях ($T=293 \text{ К}$, $P=0,1013 \text{ МПа}$).

Если вычисления производятся в системе единиц СИ, то для коммерческого расхода газа $Q_k = \dot{M} / \rho_{\text{ст}}$ существует представление:

$$Q_k = 0,0384 \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{Z T \lambda \cdot L \cdot \Delta}} \cdot d^5 \quad (\text{м}^3/\text{с}), \quad (115)$$

где Δ – плотность газа по воздуху ($Q_k = \dot{M} / \rho_{\text{ст}} = \dot{M} \cdot R T_{\text{ст}} / p_{\text{ст}}$; $R = R_{\text{в}} / \Delta$; $R_{\text{в}} = 287,1 \text{ Дж/(кг К)}$ – газовая постоянная воздуха; $(\rho_{\text{в}})_{\text{ст}} \approx 1,204 \text{ кг/м}^3$; $T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$, $p_{\text{ст}} = 0,1013 \cdot 10^6 \text{ Па}$).

6. Определение напора

Функциональная связь $H=F(Q)$ между дифференциальным напором H , создаваемым насосом, и обеспечиваемой им подачей Q (расходом) носит название напорной ($Q - H$)-характеристикой насоса.

$$H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$$

Напорная характеристика насосной станции, оборудованной центробежными насосами, описывается следующим выражением:

$$H_{ст.} = H_{ст.диф.} - h_{кол} + H_v$$

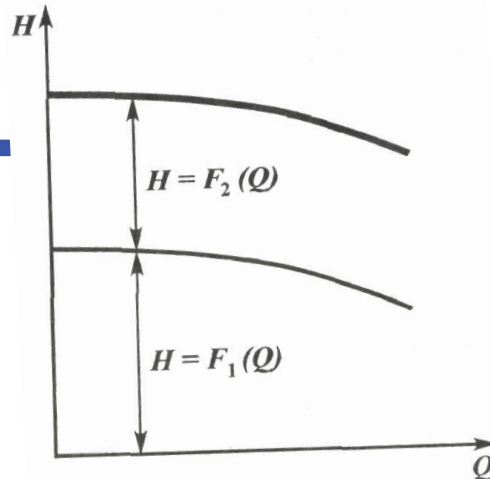
где $H_{ст.диф.}$ - дифференциальный напор рабочих насосных агрегатов, м; $h_{кол}$ - потери напора на местные сопротивления от нагнетательного патрубка первого насоса до выхода из регуляторов давления, м; H_v - противокавитационный подпор, м. Источником подпора H_v на промежуточной НПС является предыдущая станция, а на головной - подпорная насосная. Подпор H_v не должен быть меньше чем минимальный подпор H_s , величина которого определяется расчетом всасывающей способности насоса, исходя из данных каталога по допустимому противокавитационному запасу, вязкости транспортируемой

6. Определение напора

На перекачивающих станциях центробежные насосы соединяют **последовательно** для увеличения напора или **параллельно** для

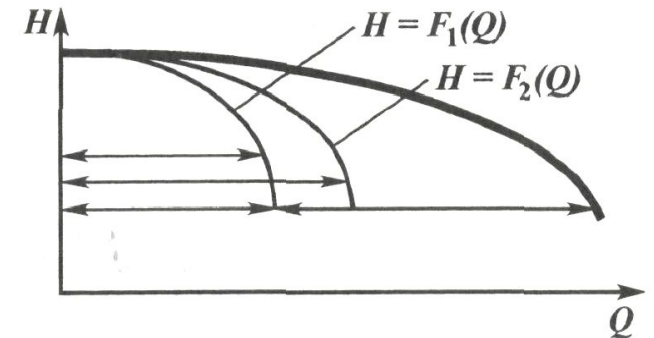
При последовательном соединении насосов их (Q — H)-характеристики складываются; при этом расход нефти в насосах один и тот же, а напоры суммируются: $Q_1 = Q_2 = Q$; $H = H_1 + H_2$

Если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ — характеристика первого насоса,
 $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ — характеристика второго насоса,
то система двух последовательно соединенных насосов имеет характеристику
 $H = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) \cdot Q^2$



Если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ — характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ — характеристика второго насоса, то система двух параллельно включенных насосов имеет характеристику

$$Q = \sqrt{\frac{a_1 - H}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2 - H}{b_2}}$$



6. Определение напора

Дифференциальный напор рабочих насосных агрегатов НПС определяется по формуле:

$$H_{\text{ст. диф.}} = a_r - b_r Q^2$$

где a_r и b_r — коэффициенты, зависящие от типа установленных насосов.

Если на станции установлены одинаковые насосы, то при последовательной схеме их соединения:

$$a_r = r a_i ; b_r = r b_i$$

где a_i , и b_i - коэффициенты напорной характеристики i -то насоса; r - число работающих насосов, шт.

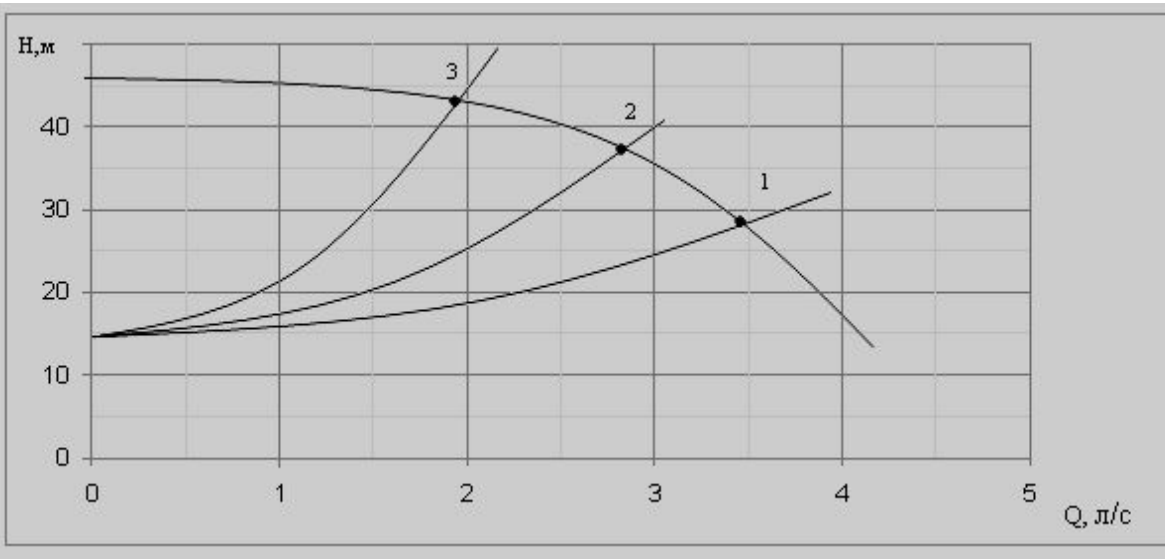
Если на станции установлены одинаковые насосы, то при параллельной схеме их соединения:

$$a_r = a_i ; b_r = \frac{b_i}{r^2}$$

7.1 Дросселирование нефть

Дросселированием называется эффект падения давления рабочего вещества в процессе протекания его через сужение в канале. Физически падение давления в процессе дросселирования обусловлено диссипацией энергии потока, расходуемой на преодоление местного сопротивления.

Дросселирование жидкостей. Жидкость с определенным давлением и температурой дросселируется в область низкого давления. Так как температура кипения жидкости зависит от давления, то жидкость, имея определенную температуру и поступая в область низкого давления, оказывается перегретой по отношению к низкому давлению. Происходит ее бурное кипение с образованием сухого насыщенного пара. Тепло на испарение жидкости и образование пара отбирается от самой жидкости. Жидкость при этом охлаждается. Температура пара и оставшейся (не выкипевшей) жидкости достигает одного и того же значения и зависит от давления, при котором они находятся.



Регулирование сети может осуществляться при помощи задвижки (дросселированием). На рис. 7.5 путем изменения проходного сечения задвижки характеристика сети изменяется. Рабочим точкам 1, 2, 3 будет соответствовать измененный расход Q_1, Q_2, Q_3 .

7.1 Дросселирование нефть

Регулирование режима работы НПС дросселированием состоит в создании потоку искусственного сопротивления в виде сужения площади поперечного сечения потока в каком-либо его месте (сечении). Реализуется данный метод на узлах регулирования НПС с помощью управляемых со щита станции и автоматикой регуляторов давления или регулирующих заслонок.

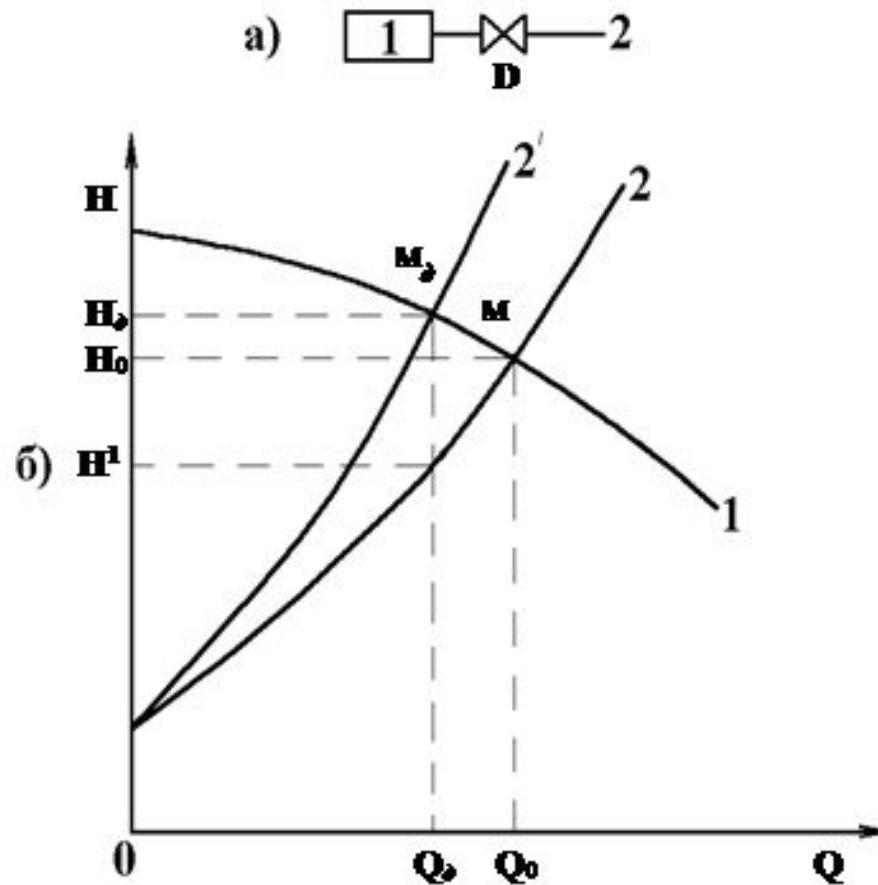
Суть данного метода показана на рис. 3.22. При полностью открытом дроссельном органе D (заслонке, регуляторе и т.д.) рабочей точкой системы является точка M , производительность системы (нефтепровода) равна Q_0 , гидropотери в ней H_0 .

Если дроссельный орган D прикрыть, то его сопротивление увеличится, и к потерям напора в нефтепроводе, отображённом на рис. 3.22б, кривой 2, прибавляя потери напора в дроссельном органе. Общие потери напора в системе возрастут, им будет соответствовать кривая 2'. Рабочая точка системы и НПС переместится в положение M_∂ , производительность нефтепровода снизится до Q_∂ .

Интересно проследить как изменяется напор НПС при дросселировании. Согласно рис. 3.22б напор, развиваемый станцией при дросселировании, увеличивается до H_∂ , потери же напора в нефтепроводе, напротив уменьшаются. При производительности Q_∂ они в соответствии с H-Q характеристикой собственно нефтепровода 2 (без учёта дроссельного органа) составляют H'_∂ . Напор, соответствующий разности $H_\partial - H'_\partial$, развивается НПС не произвольно, т.к. теряется на дроссельном органе.

7.1 Дросселирование нефть

Таким образом, при дросселировании производительность нефтепровода всегда только уменьшается. Данный метод регулирования также неэкономичен, т.к. НПС непроизводительно развивает излишний напор, что делает дороже транспорт нефти в связи с перерасходом энергии.



7.1 Дросселирование нефть

7 БЛОК РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ 7.2 Принцип работы

Основным методом регулирования давления на НПС ОАО «Транснефть» является метод дросселирования.

Узел регулирования должен состоять не менее чем из 2-х регулирующих устройств. Схема узла регулирования должна обеспечивать равномерное распределение потока.

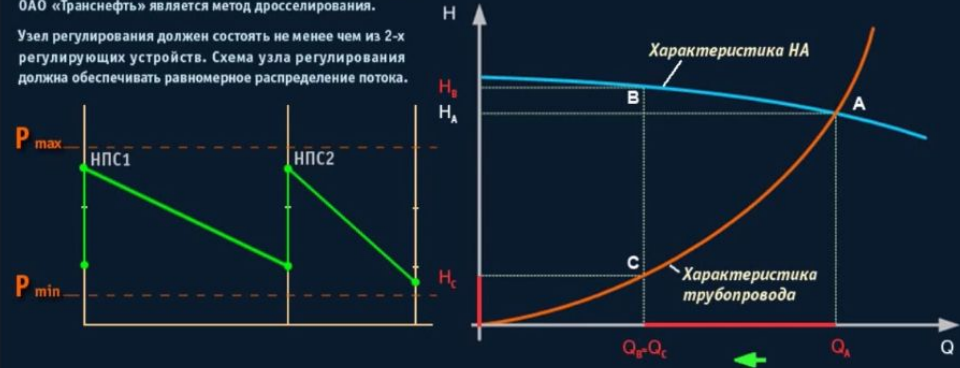
Согласно «Нормам проектирования нефтеперекачивающих станций» при проектировании новых, технического перевооружения и реконструкции действующих нефтеперекачивающих станций регуляторы давления должны размещаться надземно на открытой площадке без укрытия.



7 БЛОК РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ 7.2 Принцип работы

Основным методом регулирования давления на НПС ОАО «Транснефть» является метод дросселирования.

Узел регулирования должен состоять не менее чем из 2-х регулирующих устройств. Схема узла регулирования должна обеспечивать равномерное распределение потока.



7. Дросселирование газ

Дросселирование газа (эффект Джоуля- Томпсона) основано на резком снижении давления газа при прохождении через суженное отверстие (вентиль, дроссель). При дросселировании идеального газа, в котором отсутствуют силы взаимодействия между молекулами, температура газа не изменяется. При дросселировании реального газа в результате изменения внутренней энергии совершается работа по преодолению внутренних сил взаимодействия молекул. Это приводит к изменению температуры газа: повышению или понижению в зависимости от его первоначального состояния.

Дросселирование природного газа используется на газораспределительных станциях или при получении сжиженного природного газа

Дросселирование газа — понижение давления в потоке газа при прохождении его через дроссель — местное гидродинамическое сопротивление (диафрагма, клапан, кран, вентиль), сопровождающееся изменением температуры.

Дросселирование используется для сжижения и глубокого охлаждения газов. Последнее осуществляется на установках низкотемпературной сепарации при подготовке газа к дальнему транспорту. Кроме того, дросселирование применяется при трубопроводном транспортировании природного газа — для регулирования давления и изменения расхода газа.

Дросселирование может привести к обмерзанию запорных, регулирующих и измерительных устройств, а также образованию в газопроводах газовых гидратов.

Вследствие дросселирования температура газа в [магистральных газопроводах](#) может опускаться ниже температуры окружающей среды.

7. Дросселирование газ

Дросселирование газа (эффект Джоуля- Томпсона) основано на резком снижении давления газа при прохождении через суженное отверстие (вентиль, дроссель). При дросселировании идеального газа, в котором отсутствуют силы взаимодействия между молекулами, температура газа не изменяется. При дросселировании реального газа в результате изменения внутренней энергии совершается работа по преодолению внутренних сил взаимодействия молекул. Это приводит к изменению температуры газа: повышению или понижению в зависимости от его первоначального состояния.

Дросселирование природного газа используется на газораспределительных станциях или при получении сжиженного природного газа

Дросселирование газа — понижение давления в потоке газа при прохождении его через дроссель — местное гидродинамическое сопротивление (диафрагма, клапан, кран, вентиль), сопровождающееся изменением температуры.

Дросселирование используется для сжижения и глубокого охлаждения газов. Последнее осуществляется на установках низкотемпературной сепарации при подготовке газа к дальнему транспорту. Кроме того, дросселирование применяется при трубопроводном транспортировании природного газа — для регулирования давления и изменения расхода газа.

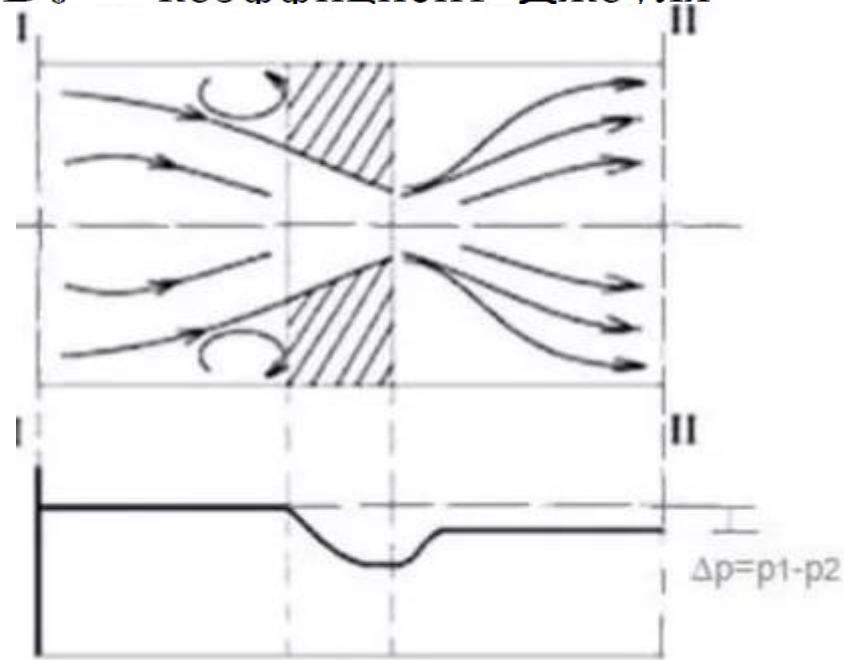
Дросселирование может привести к обмерзанию запорных, регулирующих и измерительных устройств, а также образованию в газопроводах газовых гидратов.

Вследствие дросселирования температура газа в [магистральных газопроводах](#) может опускаться ниже температуры окружающей среды.

7. Дросселирование газ

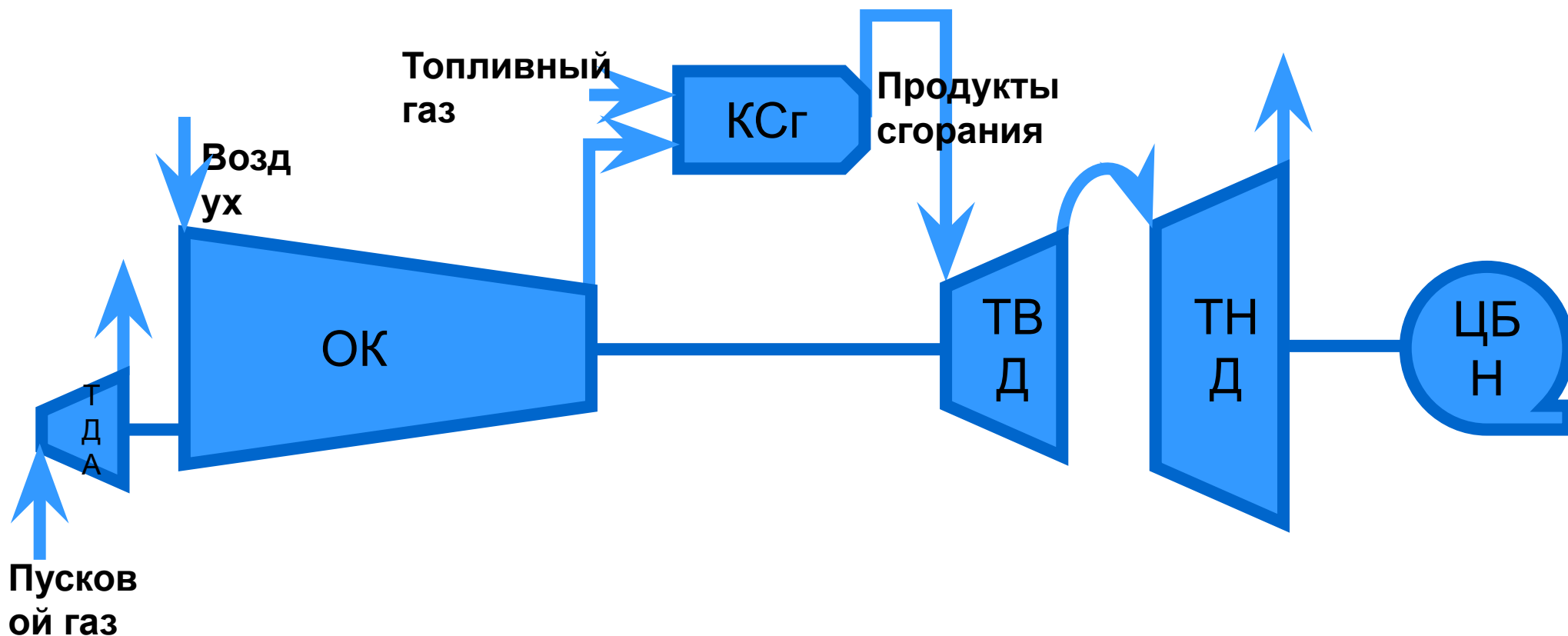
$$T(x) = T_{\text{гр.}} + (T_{\text{н.}} - T_{\text{гр.}}) \cdot e^{-ax} - D_* \cdot \frac{p_{\text{н.}} - p_{\text{к.}}}{a \cdot L} (1 - e^{-ax}), \quad (117)$$

где $T_{\text{гр.}}, T_{\text{н.}} = T(0)$ – температуры окружающего грунта и газа в начальном сечении участка, соответственно (К); $a = \alpha \pi d / \dot{M} C_p$ (м^{-1}); α – коэффициент теплопередачи от газа в грунт ($\alpha \approx 1,5 \div 3,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К})$); C_p – теплоемкость газа при постоянном давлении ($C_p \approx 2500 \text{ Дж}/(\text{кг К})$); D_* – коэффициент Джовля-Томсона ($D_* \approx 0,3 \div 0,5 \text{ К}/\text{МПа}$).



9. Характеристика ГПА

Мощность, кВт	Частота вращения двигателя, об/мин	Частота вращения ЦНБ, об/мин	Степень сжатия, %	КПД двигателя по ЦБН	Ток статора, А	Напряжение питания, В	Диаметр колеса ЦНБ, мм
---------------	------------------------------------	------------------------------	-------------------	----------------------	----------------	-----------------------	------------------------



9. Характеристика ГПА

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) - предназначен для компримирования природного газа на компрессорных станциях газопроводов и подземных хранилищ газа. ГПА состоит из нагнетателя природного газа, привода нагнетателя, всасывающего и выхлопного устройств (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливовоздушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования.

ГПА с газотурбинным приводом, в свою очередь, подразделяются на агрегаты со стационарной газотурбинной установкой и с приводами от газотурбинных двигателей авиационного и судового типов.

Различают центробежные нагнетатели одноступенчатые (неполнонапорные) со степенью сжатия 1,23-1,25 и двухступенчатые (полнонапорные) -1,45-1,7. Центробежные нагнетатели характеризуются значительно большей, чем у поршневых компрессоров, производительностью (12-40 млн. м³/сутки).

Для их установки (в связи с малым весом и габаритами, а также уравниваемостью вращающихся частей) требуются меньшие помещения и сооружаются облегченные фундаменты. При применении ГПА с центробежными нагнетателями вследствие их большой производительности упрощается технологическая схема компрессорных станций, уменьшается количество запорной арматуры и др.

Недостаток неполнонапорных центробежных нагнетателей - необходимость включения в работу 2^х последовательно соединенных агрегатов для достижения степени сжатия газа 1,45-1,5. Это приводит к увеличенному расходу топливного газа в газотурбинной установке. Кпд агрегатов с центробежными нагнетателями до 29%, с регенератором тепла до 35%. Приводом ГПА служит газотурбинная установка или электродвигатель. В СССР изготавливались ГПА с газотурбинным приводом мощностью 6, 10, 16 и 25 тысяч кВт.

Газотурбинные установки авиационного и судового типов отличаются (от стационарных) небольшими габаритами и массой, что позволяет осуществлять их окончательную сборку на заводах-изготовителях и поставлять на компрессорные станции в готовом виде. ГПА с приводом от установок авиационного типа выполняются в блочно-контейнерном варианте. Поставляются на компрессорные станции со встроенными в них системами пожаротушения и взрывобезопасности. В качестве электропривода в ГПА используют асинхронные двигатели мощностью 4500 кВт и синхронные от 4000 до 12500 кВт. Наибольшая эффективность применения ГПА с электроприводом достигается при расположении компрессорных станций не далее 300 км от линии электропередач.

Наибольшее значение имеют следующие параметры:

объем перекачиваемого газа;

- давление и температура газа на входе/выходе;
- химический состав и влажность перекачиваемого газа;
- характеристики места инсталляции ГПА (максимальная и минимальная температура воздуха, высота над уровнем моря);
- тип используемого привода;
- предполагаемая годовая наработка в часах;
- класс исполнения (взрывозащищенный, сейсмостойкий и др.);
- допустимое содержание масла в газе на выходе;
- тип автоматики (электроническая или пневматическая)

9. Характеристика ГПА

Характеристиками центробежных нагнетателей называют зависимости степени сжатия $\varepsilon = p_{\text{н.}}/p_{\text{в.}}$, внутренней мощности N (кВт) и политропического к.п.д. η от объемного расхода $Q_{\text{в.}}$, $\text{м}^3/\text{мин}$ (подачи) газа при постоянном числе n об/мин рабочего колеса:

$$\begin{aligned}\varepsilon_n &= f_1(\rho_{\text{в.}}, p_{\text{в.}}, Q_{\text{в.}}, n, D, \dots); & N_n &= f_2(\rho_{\text{в.}}, p_{\text{в.}}, Q_{\text{в.}}, n, D, \dots); \\ \eta_n &= f_3(\rho_{\text{в.}}, p_{\text{в.}}, Q_{\text{в.}}, n, D, \dots),\end{aligned}$$

где $\rho_{\text{в.}}$ – приведенные характеристики ЦБН:

$$\varepsilon_n = \varepsilon_{n_0} \left(Z_{\text{пр.}} R_{\text{пр.}} T_{\text{пр.}} \left(\frac{n_0}{n} \right)_{\text{пр.}}^2, (Q_{\text{в.}})_{\text{пр.}} \right); \quad (129)$$

$$N_n = \rho_{\text{в.}} \left(\frac{n}{n_0} \right)^3 \cdot \left(\frac{N}{\rho_{\text{в.}}} \right)_{\text{пр.}} \left(Z_{\text{пр.}} R_{\text{пр.}} T_{\text{пр.}} \left(\frac{n_0}{n} \right)_{\text{пр.}}^2, (Q_{\text{в.}})_{\text{пр.}} \right); \quad (130)$$

$$\eta_n = \eta_{n_0} \left(Z_{\text{пр.}} R_{\text{пр.}} T_{\text{пр.}} \left(\frac{n_0}{n} \right)_{\text{пр.}}^2, (Q_{\text{в.}})_{\text{пр.}} \right), \quad (131)$$

где использованы обозначения:

$$\left(\frac{n}{n_0} \right)_{\text{пр.}} = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{Z_{\text{пр.}} R_{\text{пр.}} T_{\text{пр.}}}{Z_{\text{в.}} R T_{\text{в.}}}} - \text{приведенное число оборотов};$$

$$(Q_{\text{в.}})_{\text{пр.}} = Q_{\text{в.}} \frac{n_0}{n} - \text{приведенный расход всасывания}.$$

10. Распределение давления газа на участке

Распределение P давления по длине участка простого газопровода ($S = \text{const}$) при стационарном изотермическом режиме работы имеет вид:

$$P(x) = \sqrt{P_H^2 - \frac{16 \cdot M^2 \cdot \lambda \cdot zRT}{\pi^2 \cdot d^5} \cdot x}$$

где x - координата вдоль оси газопровода, отсчитываемая от начала участка; P_H - давление газа в начале участка; λ - коэффициент гидравлического сопротивления, принимаемый постоянным; D - внутренний диаметр газопровода; коэффициент Z сжимаемости считается постоянным, вычисленным при среднем давлении на участке газопровода. Массовый расход $M = \rho \cdot V \cdot S = \text{const}$

Среднее давление $P_{\text{ср}}$ на участке газопровода представляется выражением:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right)$$

Определение давления в сечении:

$$P(x) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \cdot \frac{x}{L}}$$

Задача 1. 10. Распределение давления газа на участке

Расстояние от СПХГ до магистрального газопровода составляет 35 км. Определить, какое давление P_H необходимо поддерживать в начале участка соединительного газопровода ($D = 720 \times 10$ мм) для того чтобы подавать газ ($R = 460$ ДЖ/(кг·К), $T = 15$ °С) с коммерческим расходом $Q_K = 16$ млн м³/сутки от СПХГ в газопровод если известно, что давление P_K в месте врезки соединительного газопровода в магистральный составляет 5,5 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,92$, абсолютный эквивалент шероховатости 0,04 мм.

Решение:

1. Плотность природного газа при стандартных условиях: $\rho_{ст} = \frac{P_{ст}}{R \cdot T_{ст}}$ $\rho_{ст} = \frac{101325}{460 \cdot 293,15} \cong 0,751 \text{ кг/м}^3$

2. Определение массового расхода в секунду: $q = \frac{Q_K \cdot \rho_{ст}}{24 \cdot 3600}$ $q = \frac{16 \cdot 10^6 \cdot 0,751}{24 \cdot 3600} \cong 139,07 \text{ кг/с}$

3. Внутренний диаметр трубопровода: $d = D - 2 \cdot \delta$ $d = 720 - 2 \cdot 10 = 700$ мм

4. Коэффициента гидравлического сопр.: $\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k}{d}\right)^{0,2}$ $\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,04}{700}\right)^{0,2} \cong 0,011$

5. Распределение давления по длине участка простого газопровода:

$$P(x) = \sqrt{P_H^2 - \frac{16 \cdot M^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot R \cdot T}{\pi^2 \cdot d^5} \cdot x}$$
$$5,5 \cdot 10^6 = \sqrt{P_H^2 - \frac{16 \cdot 139,07^2 \cdot 0,011 \cdot 0,9 \cdot 460 \cdot 288}{3,14^2 \cdot 0,7^5} \cdot 35000}$$
$$5,5 \cdot 10^6 = \sqrt{P_H^2 - 8,58 \cdot 10^{12}} \quad 30,25 \cdot 10^{12} = P_H^2 - 8,58 \cdot 10^{12}$$
$$P_H^2 = 38,83 \cdot 10^{12}$$
$$P_{H1,2} = \pm 6,23 \cdot 10^6 \text{ МПа}$$

Давление в начале участка составляет $P_H = 6,23 \cdot 10^6$ МПа