Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Структурное подразделение
«Институт дополнительного профессионального образования»

Т.В. Дмитриева

ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Учебно-методическое пособие по выполнению курсовой работы

© Т.В. Дмитриева, 2021
© ССП УГНТУ «ИДПО», 2021

Уфа
ФГБОУ ВО «УГНТУ» • ССП УГНТУ «ИДПО»
2021

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА

Введение

Одной из задач технологического расчета магистрального нефтепровода является **определение оптимальных параметров нефтепровода**, к которым относятся:

- диаметр трубопровода;
- давление на нефтеперекачивающих станциях (НПС);
- число нефтеперекачивающих станций.

Для определения оптимальных параметров нефтепровода обычно задаются несколькими значениями его диаметра, после чего выполняются гидравлический и механический расчеты. Результатом этих расчетов является определение числа НПС и толщины стенки трубы для каждого конкурирующего варианта. Наилучший вариант находят из сравнительной оценки эффективности инвестиций, то есть экономическим расчетом.

1 Исходные данные для определения оптимальных параметров нефтепровода

В задании на проектирование плотность перекачиваемой нефти указывается при температуре 293К, а ее кинематическая вязкость – при некоторых двух значениях температуры (например, при 273К и 293К). Этих данных вполне достаточно, чтобы производить пересчет свойств нефти на расчетную температуру.

Расчетная температура транспортируемой нефти, принимается равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплоотдачи в грунт. В первом приближении допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для

трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать

$$T_P = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^{n} \ell_i \cdot T_i \quad , \tag{1}$$

где L – протяженность нефтепровода;

ℓ_i – длина i-го участка с относительно одинаковой температурой T_i;

n – число участков.

Расчетная плотность нефти при температуре $T=T_P$ определяется по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) \quad , \tag{2}$$

где ξ – температурная поправка, кг/(м^3·К),

$$\xi = 1{,}825 - 0{,}001315 \cdot \rho_{293} \; ; \tag{3}$$

ρ_{293} – плотность нефти при 293К, кг/м^3.

Расчетная кинематическая вязкость нефти определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой, либо по одной из следующих зависимостей:

– формула Вальтера (ASTM)

$$lg\,lg(\nu_T + 0{,}8) = A_0 + B_0 \cdot lg\,T \quad , \tag{4}$$

где ν_T – кинематическая вязкость нефти, мм^2/с;

A_ν и B_ν – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2:

$$B_\nu = \frac{lg\left[\dfrac{lg(\nu_2 + 0{,}8)}{lg(\nu_1 + 0{,}8)}\right]}{lg\,T_2 - lg\,T_1} \; ; \tag{5}$$

$$A_\nu = lg\,lg(\nu_1 + 0{,}8) - B_\nu \cdot lg\,T_1 \; ; \tag{6}$$

– формула Филонова-Рейнольдса

$$\nu_T = \nu_1 \cdot exp\left[-u \cdot (T - T_1)\right] \quad , \tag{7}$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot ln \frac{\nu_1}{\nu_2} \quad . \tag{8}$$

Обе формулы (4) и (9) дают практически одинаковые результаты при $T_1 \leq T \leq T_2$. При выходе за пределы указанного интервала более предпочтительна формула (4). Порядок определения расчетной кинематической вязкости таков: сначала находят эмпирические коэффициенты A_ν и B_ν в формуле (4) или u в формуле (7), а уже потом вычисляют ν_T при температуре T_P.

Величина пропускной способности нефтепровода, указанная в задании на проектирование, используется при определении расчетной часовой производительности трубопровода, а сведения о ***сроках ввода нефтепровода в эксплуатацию по очередям строительства*** – для определения возможных режимов его работы.

Кроме данных, указанных в задании на проектирование, для выполнения технологического расчета необходимы также ***сведения о трубах, выпускаемых промышленностью*** (наружный диаметр, номинальные толщины стенки, марка стали и ее прочностные характеристики), а также данные об ***укрупненных технико-экономических показателях*** при сооружении нефтепроводов.

К последним относятся:

– стоимость сооружения одного километра нефтепровода (включая стоимость труб, земляных, сварочных, изоляционно-укладочных работ и т.д.) как основной, так и резервной ниток магистрали;

– стоимость строительства одной нефтеперекачивающей станции: головной или промежуточной, на новой или совмещенной площадке (включая стоимость оборудования трубопроводных коммуникаций, зданий, а для головных станций – и стоимость резервуарного парка);

– сведения о составляющих эксплуатационных затрат (отчисления на амортизацию и текущий ремонт, стоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии и т.д.).

2 Определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет толщины стенки трубопровода, определение числа перекачивающих станций (НПС)

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле

$$Q = \frac{G_Г \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9 \quad , \qquad (9)$$

где $G_Г$ – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн т/год;

ρ – расчетная плотность нефти, кг/м^3;

N_p – расчетное число рабочих дней в году, N_p=350 суток.

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной для:

– трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему $k_{НП}$=1,05;

– однониточных нефтепроводов, подающих нефть к нефтеперераба-тывающему заводу, а также однониточных нефтепроводов, соединяющих систему $k_{НП}$=1,07;

– однониточных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов $k_{НП}$=1,10.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_ч}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}} \quad , \qquad (10)$$

где w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика (рисунок 1).

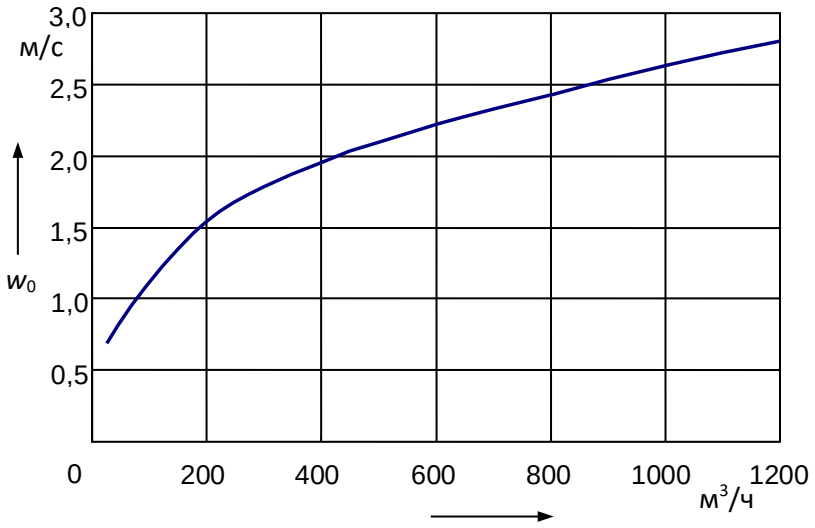


Рисунок 1 – Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

По значению D_o принимается ближайший стандартный наружный диаметр $D_н$. Значение $D_н$ можно также определять по таблице 1.

Таблица 1 – Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность $G_Г$, млн т./год	Наружный диаметр $D_н$, мм	Рабочее давление P, МПа
0,7 ... 1,2	219	8,8 ... 9,8
1,1 ... 1,8	273	7,4 ... 8,3
1,6 ... 2,4	325	6,6 ... 7,4
2,2 ... 3,4	377	5,4 ... 6,4
3,2 ... 4,4	426	5,4 ... 6,4
4,0 ... 9,0	530	5,3 ... 6,1
7,0 ... 13,0	630	5,1 ... 5,5
11,0 ... 19,0	720	5,6 ... 6,1
15,0 ... 27,0	820	5,5 ...5,9
23,0 ... 50,0	1020	5,3 ...5,9
41,0 ... 78,0	1220	5,1 ...5,5

Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, подбирается основное оборудование нефтеперекачивающей станции (подпорные и магистральные насосы). Основные характеристики насосов приведены в таблице 2 и таблице 3.

Таблица 2 – Основные параметры подпорных насосов серии НПВ

Марка насоса	Диапазон изменения подачи насоса, $м^3/ч$	Номинальные параметры			
		Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
НПВ 150-60	90 – 175	150	60	3,0	71
НПВ 300-60	120 – 330	300	60	4,0	75
НПВ 600-60	300 – 700	600	60	4,0	77
НПВ 1250-60	620 – 1550	1250	60	2,2	77
НПВ 2500-80	1350 – 3000	2500	80	3,2	82
НПВ 3600-90	1800 – 4300	3600	90	4,8	85
НПВ 5000-120	2700 – 6000	5000	120	5,0	85

Таблица 3 – Основные параметры магистральных насосов серии НМ

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, $м^3/ч$	Номинальные параметры			
			Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д.,%
1	2	3	4	5	6	7
НМ 125-550	$1{,}0 \cdot Q_H$	90 – 155	125	550	4	74
НМ 180-500	$1{,}0 \cdot Q_H$	135 – 220	180	500	4	74
НМ 250-475	$1{,}0 \cdot Q_H$	200 – 330	250	475	4	80
НМ 360-460	$1{,}0 \cdot Q_H$	225 – 370	360	460	4,5	80
НМ 500-300	$1{,}0 \cdot Q_H$	350 – 550	500	300	4,5	80
НМ 710-280	$1{,}0 \cdot Q_H$	450 – 800	710	280	6	80
НМ 1250-260	$0{,}7 \cdot Q_H$	650 – 1150	900	260	16	82
	$1{,}0 \cdot Q_H$	820 – 1320	1250		20	82
	$1{,}25 \cdot Q_H$	1100 – 1800	1565		30	80
НМ 2500-230	$0{,}5 \cdot Q_H$	900 – 2100	1250	230	24	80
	$0{,}7 \cdot Q_H$	1300 – 2500	1800		26	82
	$1{,}0 \cdot Q_H$	1700 – 2900	2500		32	85
	$1{,}25 \cdot Q_H$	2400 – 3300	3150		48	85
НМ 3600-230	$0{,}5 \cdot Q_H$	1300 – 2600	1800	230	33	82
	$0{,}7 \cdot Q_H$	1600 – 2900	2500		37	85
	$1{,}0 \cdot Q_H$	2700 – 3900	3600		40	87
	$1{,}25 \cdot Q_H$	3600 – 5000	4500		45	84
НМ 7000-210	$0{,}5 \cdot Q_H$	2600 – 4800	3500	210	50	80
	$0{,}7 \cdot Q_H$	3500 – 5400	5000		50	84
НМ 7000-210	$1{,}0 \cdot Q_H$	4500 – 8000	7000	210	60	89
	$1{,}25 \cdot Q_H$	7000 – 9500	8750		70	88
НМ 10000-210	$0{,}5 \cdot Q_H$	4000 – 6500	5000	210	42	80
	$0{,}7 \cdot Q_H$	5500 – 8000	7000		50	85
	$1{,}0 \cdot Q_H$	8000 – 11000	10000		70	84
	$1{,}25 \cdot Q_H$	10000 – 13000	12500		80	88

По напорным характеристикам насосов вычисляется ***рабочее давление*** (МПа) из условия

$$P = \rho \cdot g \cdot \left(h_n + m_м \cdot h_м\right) \cdot 10^{-6} \le P_{доп} \quad , \tag{11}$$

где g – ускорение свободного падения;

h_n, $h_м$ – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчетной производительности нефтепровода;

$m_м$ – число работающих магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции;

$P_{доп}$ – допустимое давление НПС из условия прочности корпуса насоса или допустимое давление запорной арматуры.

Для ряда насосов от НМ 125-550 до НМ 360-460 включительно предполагается последовательное соединение трех насосов по схеме: два работающих плюс один резервный. Насосы с номинальной подачей от 500 м^3/ч и более соединяются последовательно по схеме – три работающих плюс один резервный.

Напорная характеристика центробежных насосов магистральных нефтепроводов (зависимость напора h от производительности Q) имеют вид полого падающей кривой. Рабочая область этой характеристики достаточно хорошо аппроксимируется выражениями:

$$h = a - b \cdot Q^2; \tag{12}$$

$$h = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \tag{13}$$

где a, b, a_0, a_1, a_2 – постоянные коэффициенты. Значения коэффициентов уравнений (12) и (13) приведены в приложении Б и В справочного материала.

Расчетный напор НПС принимается равным $H_{СТ}=m_M \cdot h_M$. Если условие (11) не выполняется, то рабочее давление принимается равным $Р_{ДОП}$, а расчетный напор НПС равным

$$H_{СТ} = \frac{P_{доп}}{\rho \cdot g} - h_П. \tag{14}$$

Напор перекачивающей станции может быть снижен применением уменьшенных по наружному диаметру рабочих колес магистральных насосов либо сменных роторов на пониженную подачу. Уменьшение расчетного напора в необходимых случаях может быть достигнуто также обточкой рабочих колес по наружному диаметру. При этом коэффициент обточки, равный отношению уменьшенного $D_{2У}$ и заводского D_2 наружных диаметров рабочего колеса насоса, определяется по формуле

$$k_{обт} = \frac{D_{2У}}{D_2} = \sqrt{\frac{h^*_м + b_м \cdot Q^2}{a_м}}, \qquad (15)$$

где $h^*_м$ – требуемый напор, развиваемый магистральным насосом после обточки рабочего колеса;

$a_м$, $b_м$ – коэффициенты уравнения (12) напорной характеристики магистрального насоса с соответствующим рабочим колесом диаметра D_2, приведенные в приложении В справочного материала.

Для принятого стандартного диаметра вычисляется ***толщина стенки трубопровода***

$$\delta_o = \frac{n_p \cdot P \cdot D_н}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \qquad (16)$$

где P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа

$$R_1 = \frac{R_1^н \cdot m_y}{k_1 \cdot k_н}, \qquad (17)$$

$R_1^н$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа ($R_1^н = \sigma_в$);

m_y – коэффициент условий работы;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

$k_н$ – коэффициент надежности по назначению;

Коэффициенты n_p, m_y, k_1, и $k_н$ находятся из [1].

Вычисленное значение толщины стенки трубопровода δ_o округляется в большую сторону до стандартной величины δ из рассматриваемого сортамента труб (приложение А справочного материала).

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле

$$D = D_н - 2\delta. \tag{18}$$

Гидравлический расчет нефтепровода выполняется для найденного значения внутреннего диаметра D. Результатом гидравлического расчета является определение потерь напора в трубопроводе.

Суммарные потери напора в трубопроводе составляют:

$$H = 1{,}02h_\tau + \Delta z + N_T \cdot h_{OCT}. \tag{19}$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода;

h_τ – потери напора на трение, м.

$\Delta z = z_K - z_H$ – разность геодезических отметок, м;

N_T – число технологических участков (назначается согласно протяженности эксплуатационного участка в пределах 400–600 км);

h_{OCT} – остаточный напор в конце эксплуатационного участка, который можно принять равным h_{OCT} =30…40 м.

Слагаемое h_τ зависит от скорости течения нефти в трубопроводе.

Средняя скорость течения нефти (м/с) определяется по формуле

$$w = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D^2}, \tag{20}$$

где $Q_c = Q/3600$ – расчетная производительность перекачки, м^3/с;

D – внутренний диаметр, м.

Потери напора на трение в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \ , \qquad (21)$$

либо по обобщенной формуле Лейбензона

$$h_\tau = \beta \cdot \frac{\nu^m \cdot Q_c^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot L_p \ , \qquad (22)$$

где L_p – расчетная длина нефтепровода (равна полной длине трубопровода при отсутствии перевальных точек), м;

ν – расчетная кинематическая вязкость нефти, м/с^2;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

β, m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Значения λ, β и m зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D \cdot \nu} \ , \qquad (23)$$

При значениях Re<2320 наблюдается ламинарный режим течения жидкости. Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

– гидравлически гладкие трубы 2320<Re<Re_1;

– зона смешанного трения Re_1<Re<Re_2;

– квадратичное (шероховатое) трение Re> Re_2.

Значения переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 определяют по формулам

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}} \ ; \qquad Re_2 = \frac{500}{\bar{k}} \ , \qquad (24)$$

где $\bar{k} = k_Э / D$ – относительная шероховатость трубы;

$k_Э$ – эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $k_Э$=0,2 мм.

Расчет коэффициентов λ, β и m выполняется по формулам, приведенным в таблице 4.

Таблица 4 – Значения коэффициентов λ, β и m для различных режимов течения жидкости*

Режим течения		λ	m	β, с^2/м
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбулентный	гидравлически гладкие трубы	$0{,}3164/Re^{0{,}25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0{,}11\cdot\left(\frac{68}{Re}+\bar{k}\right)^{0{,}25}$	0,1	$0{,}0166\cdot(\bar{k})^{0{,}15}$
	квадратичное трение	$0{,}11\cdot(\bar{k})^{0{,}25}$	0	$9{,}089\cdot10^{-3}\cdot(\bar{k})^{0{,}25}$

* – значения коэффициентов m и β для области смешанного трения турбулентного режима течения получены А.А. Коршаком

Гидравлический уклон магистрали определяется как отношение потерь напора на трение h_τ к расчетной длине нефтепровода L_p по формуле

$$i=\frac{h_\tau}{L_p}=\lambda\cdot\frac{w^2}{2\cdot g\cdot D}=\beta\cdot\frac{\nu^m\cdot Q_c^{2-m}}{D^{5-m}}\ , \qquad (25)$$

На основании уравнения баланса напоров

$$N_T\cdot h_n+n_o\cdot H_{CT}=1{,}02\cdot h_\tau+\Delta z+N_T\cdot h_{ост} \qquad (26)$$

необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0=\frac{H-N_T h_П}{H_{CT}}\ . \qquad (27)$$

Как правило, значение n_0 оказывается дробным и его следует округлить до ближайшего целого числа.

Рассмотрим вариант округления числа НПС в меньшую сторону. В этом случае при $n<n_0$ напора станций недостаточно, следовательно, для обеспечения плановой производительности Q необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга.

При этом характеристика трубопровода станет более пологой и рабочая точка A_1 сместится до положения A_2. Длину лупинга $\ell_л$ можно рассчитать из соотношения

$$\ell_{Л} = \frac{(n_0 - n)\cdot H_{CT}}{1{,}02\cdot i\cdot(1-\omega)} \quad , \tag{28}$$

где $\omega = \dfrac{1}{\left[1+\left(\dfrac{D_л}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}$. (29)

При равенстве $D = D_л$ величина $\omega = \dfrac{1}{2^{2-m}}$.

В случае округления числа станций в большую сторону ($n>n_0$) целесообразно предусмотреть вариант циклической перекачки. При циклической перекачке эксплуатация нефтепровода осуществляется на двух режимах: часть планового времени τ_2 перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью $Q_2>Q$ (например, если на каждой НПС включено $m_м$ магистральных насосов). Остаток времени τ_1 нефтепровод работает на пониженном режиме с производительностью $Q_1<Q$ (например, если на каждой НПС включено $m_м-1$ магистральных насосов).

Параметры циклической перекачки определяются из решения системы уравнений

$$\begin{cases} Q_1\tau_1 + Q_2\tau_2 = V_Г \quad ; \\ \tau_1 + \tau_2 = 24\cdot N_p \quad , \end{cases} \tag{30}$$

где $V_Г$ – плановый (годовой) объем перекачки нефти, $V_Г=24\cdot N_p\cdot Q$;

τ_1, τ_2 – продолжительность работы нефтепровода на первом и втором режимах.

Значения Q_1 и Q_2 определяются графически из совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающих станций (рисунок 3) либо аналитически.

Решение системы (30) сводится к вычислению времени τ_1 и τ_2

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot N_p (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1} \quad , \quad \tau_2 = \frac{24 \cdot N_p (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} \quad . \tag{31}$$

3 Пример расчета «Определение оптимальных параметров нефтепровода»

Выполнить расчет оптимальных параметров магистрального нефтепровода для перекачки $G_Г$ млн т нефти в год. Протяженность нефтепровода составляет L км, разность геодезических отметок составляет $\Delta z = z_K - z_H$. По нефтепроводу транспортируется нефть со свойствами ρ_{293}, ν_{273}, ν_{293}; расчетная температура перекачки составляет $t_Р$ °С. Допустимое рабочее давление принять равным $P_{ДОП}$=6,4 МПа, класс прочности стали К52, временное сопротивление $\sigma_в$=510 МПА.

Подобрать стандартный диаметр трубопровода и насосное оборудование. Рассчитать толщину стенки трубы. Определить потери напора при заданном объеме перекачки. Определить число перекачивающих станций.

Исходные данные:

- годовая производительность нефтепровода $G_Г$=15,5 млн т /год;
- протяженность нефтепровода (перевальные точки отсутствуют) L=918 км;
- разность геодезических отметок $\Delta z = z_K - z_H$ =208–136=72 м;
- средняя расчетная температура перекачки $t_Р$=2°С (Тр=275К);
- плотность нефти при температуре 293К (20°С) ρ_{293} =846 кг/м^3 ;
- вязкость нефти при 273К (0°С) –$Т_1$ ν_{273}=33,4 мм^2/с – ν_1;
- вязкость нефти при 293К (20°С) – $Т_2$ ν_{293} =7,5 мм^2/с – ν_2.

3.1 Расчетные значения плотности вязкости перекачиваемой нефти

1. ***Расчетная плотность*** при температуре $Т=Т_Р$ определяется по формуле

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

где ξ=1,825 – 0,001315·ρ_{293} – температурная поправка.

ξ=1,825 – 0,001315·846=0,7125 кг/(м^3·К);

ρ_T=846+0,7125·(293-275)=858,8 кг/м^3.

2. ***Расчетная кинематическая вязкость*** нефти определяем по формуле Вальтера (ASTM)

$$\lg\lg(\nu_T + 0{,}8) = A + B \cdot \lg T \quad ,$$

где ν_T – кинематическая вязкость нефти, мм^2/с;

А и В – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2

$$B = \frac{\lg\left[\frac{\lg(\nu_2 + 0{,}8)}{\lg(\nu_1 + 0{,}8)}\right]}{\lg T_2 - \lg T_1} = \frac{\lg\left[\frac{\lg(7{,}5 + 0{,}8)}{\lg(33{,}4 + 0{,}8)}\right]}{\lg 293 - \lg 273} = -7{,}246 \quad ;$$

$$A = \lg\lg(\nu_1 + 0{,}8) - B \cdot \lg T_1 = \lg\lg(33{,}4 + 0{,}8) - (-7{,}246) \cdot \lg 275 = 17{,}838 \, ;$$

$$\nu_T = 10^{10^{(17{,}838 - 7{,}246 \cdot \lg 275)}} - 0{,}8 = 27{,}71 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

3.2 Выбор насосного оборудования

Выбор насосного оборудования перекачивающих станций (ПС) производится исходя из ***расчетной часовой производительности нефтепровода***, определяемой при $\rho=\rho_T$ по формуле

$$Q_Ч = \frac{G_{год}}{24 \cdot N_р \cdot \rho} \cdot 10^9 \quad ,$$

где $N_р$ – расчетное число рабочих дней, принимаемое равным 350 сут/год.

$$Q_Ч = \frac{15{,}5}{24 \cdot 350 \cdot 858{,}8} \cdot 10^9 = 2149 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с расчетной часовой производительностью выбираем насосы:

– магистральный насос НМ 2500-230;

– подпорный насос НПВ 2500-80.

Задаваясь наибольшими значениями диаметров рабочих колес D_2, определим напоры, развиваемые насосами при расчетной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса $h=a-b\cdot Q^2$ (коэффициенты a и b приведены в приложении).

– напор магистрального насоса (D_2=440 мм)

h_M=279,6–7,3338·10^{-6}·2149^2=245,7 м;

– напор подпорного насоса (D_2=540 мм)

$h_П$=102,4–3,7584·10^{-6}·2149^2=85 м.

Определим ***рабочее давление*** при условии, что число последовательно работающих магистральных насосов на ПС $m_М$=3.

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_{\text{п}} + m_{\text{м}} \cdot h_{\text{м}}) \cdot 10^{-6} = 858{,}8 \cdot 9{,}81 \cdot (85 + 3 \cdot 245{,}7) \cdot 10^{-6} = 6{,}926 \text{ МПа}.$$

Так как рабочее давление превышает допустимое значение $P_{ДОП}$=6,4 МПа, примем для всех магистральных насосов значение диаметра рабочего колеса D_2=405 мм, для которого $h_М$=258,7-8,5641·10^{-6}·2149^2=219,2 м. В этом случае рабочее давление составит

$$P = 858{,}8 \cdot 9{,}81 \cdot (85 + 3 \cdot 219{,}2) \cdot 10^{-6} = 6{,}256 \text{МПа}.$$

Условие $P \leq P_{ДОП}$ выполняется. Для дальнейших расчетов примем диаметр рабочего колеса D_2=405 мм.

3.3 Определение диаметра и толщины стенки трубопровода

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_ч}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}},$$

где w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика (рисунок 3.1).

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_ч}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2149}{3600 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}6}} = 0{,}689 \text{ м.}$$

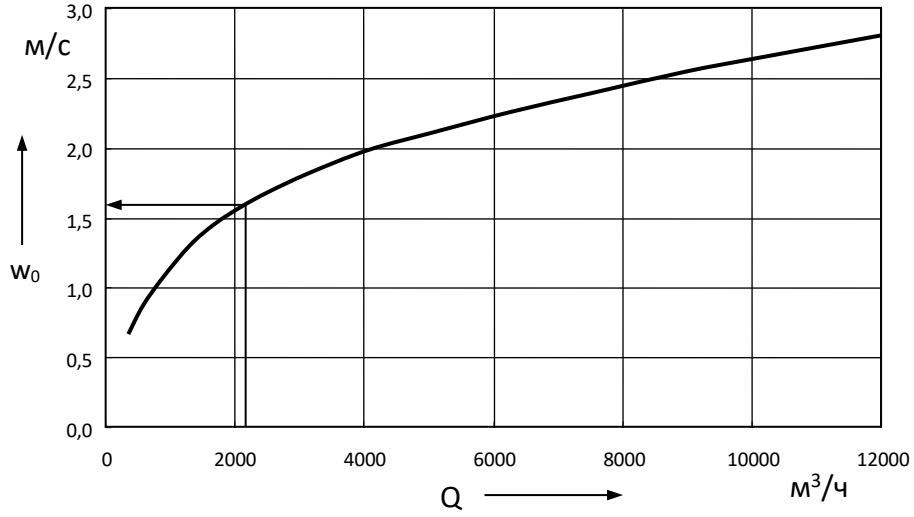


Рисунок 3.1 – Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

Для дальнейших расчетов принимаем ближайший стандартный наружный диаметр трубопровода $D_Н$=720 мм. Согласно требованиям СП 36.13330.2012, нефтепроводы диаметром $D_У$=700 мм и более следует относить к третьей категории (коэффициент условий работы $m_У$=0,990); коэффициент надежности по материалу k_1=1,4.

Так как перекачку нефти предполагается производить по системе «из насоса в насос» и диаметр нефтепровода $D_У$<1000 мм, согласно СП 36.13330.2012, значения коэффициентов надежности по нагрузке $n_Р$ и надежности по назначению $k_Н$ принимаются равными соответственно $n_Р$=1,15 и $k_Н$=1,1.

Определим ***расчетное сопротивление металла трубы R_1***

$$R_1 = \frac{\sigma_в \cdot m_у}{k_1 \cdot k_Н} = \frac{510 \cdot 0{,}99}{1{,}4 \cdot 1{,}1} = 327{,}9 \text{ МПа.}$$

Расчетное значение толщины стенки трубопровода составляет

$$\delta_o = \frac{n_p \cdot P \cdot D_н}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1{,}15 \cdot 6{,}256 \cdot 720}{2 \cdot (327{,}9 + 1{,}15 \cdot 6{,}256)} = 7{,}73 \text{ мм.}$$

Полученное значение δ_o округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной δ=8 мм.

Внутренний диаметр нефтепровода равен

$D = D_н - 2\delta = 720 - 2 \cdot 8 = 704$ мм $= 0{,}704$ м.

3.4 Гидравлический расчет нефтепровода. Определение числа перекачивающих станций

Определим среднюю ***скорость течения нефти***

$$w = \frac{4 \cdot Q_ч}{3600 \cdot \pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 2149}{3600 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}704^2} = 1{,}533 \text{ м/с}.$$

Режим течения нефти характеризуется ***числом Рейнольдса Re***, значение которого составляет

$$\mathrm{Re} = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{1{,}533 \cdot 0{,}704}{27{,}71 \cdot 10^{-6}} = 38958.$$

Значения ***переходных чисел Рейнольдса*** Re_1 и Re_2 определяют по формулам

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{10}{\bar{k}} \quad ; \qquad \mathrm{Re}_2 = \frac{500}{\bar{k}} \quad ,$$

где $\bar{k} = k_Э / D$ – относительная шероховатость трубы;

$k_Э$ – эквивалентная шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $k_Э$=0,2 мм.

$$\bar{k} = \frac{0{,}2}{704} = 2{,}841 \cdot 10^{-4};$$

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{10}{2{,}841 \cdot 10^{-4}} = 35200 \quad ; \qquad \mathrm{Re}_2 = \frac{500}{2{,}841 \cdot 10^{-4}} = 1760000.$$

Так как $\mathrm{Re}_1 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_2$, режим течения нефти турбулентный в зоне смешанного трения. ***Коэффициент гидравлического сопротивления*** λ определим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0{,}11 \cdot (68/\mathrm{Re} + \bar{k})^{0{,}25} = 0{,}11 \cdot (68/38958 + 2{,}841 \cdot 10^{-4})^{0{,}25} = 2{,}335 \cdot 10^{-2}.$$

Потери напора на трение в трубопроводе вычислим по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = 2{,}335 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{918 \cdot 10^3}{0{,}701} \cdot \frac{1{,}533^2}{2 \cdot 9{,}81} = 3649 \text{ м.}$$

Величина ***гидравлического уклона*** магистрали вычисляется из выражения

$$i = \frac{h_\tau}{L_p} = \lambda \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g \cdot D} = 2{,}335 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1{,}533^2}{2 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}704} = 3{,}975 \cdot 10^{-3} \ .$$

Суммарные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1{,}02h_\tau + \Delta z + N_T \cdot h_{ост}.$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода;

N_T – число технологических участков (назначается согласно протяженности технологического участка в пределах 400…600 км);

$h_{ост}$ – остаточный напор в конце технологического участка, $h_{ост}$ =30…40 м.

В расчетах принимаем N_T=2, $h_{ост}$ =40 м. Тогда суммарные потери напора составят

H = 1,02·3649+ 72 + 2· 40=3872 м.

3.5 Определение числа перекачивающих станций

Необходимое число перекачивающих станций для условий обеспечения расчетной производительности нефтепровода составит

$$n_0 = \frac{H - N_T h_П}{H_{CT}} = \frac{3874 - 2 \cdot 85}{3 \cdot 219{,}2} = 5{,}633 \,,$$

где $H_{CT}=m_M \cdot h_M$ – расчетный напор перекачивающей станции.

При округлении числа ПС в меньшую сторону (n=5) гидравлическое сопротивление трубопровода можно снизить прокладкой дополнительного лупинга длиной $\ell_л$.

Полагая, что диаметр лупинга и основной магистрали одинаковы, найдем значения коэффициента ω и его протяженность:

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = 0{,}272;$$

$$l_{Л} = \frac{(n_0 - n)\cdot H_{СТ}}{1{,}02\cdot i\cdot(1-\omega)} = \frac{(5{,}633-5)\cdot 657{,}6}{1{,}02\cdot 3{,}975\cdot 10^{-3}\cdot(1-0{,}272)} = 141025\,м \approx 141\,км \quad .$$

При округлении числа ПС в большую сторону (n=6) рассчитывают параметры циклической перекачки.

4 Варианты

Вариант	$G_г$, млн т/год	L, км	Геодезические отметки, м		$t_р$, °C	ρ_{293}, кг/м^3	Вязкость, мм^2/с	
			$z_Н$	$z_К$			ν_{273}	ν_{293}
1.	6,8	1021	213	278	1,4	866	33,1	6,8
2.	46,0	813	189	267	1,1	855	33,2	8,4
3.	47,2	833	86	178	1,3	848	16,2	3,1
4.	64,3	962	132	211	1,6	854	24,3	5,2
5.	7,5	931	128	195	1,5	867	22,4	4,5
6.	16,6	848	164	232	1,3	851	28,5	3,6
7.	24,6	965	156	223	2,4	837	29,0	4,3
8.	35,5	877	131	198	1,7	834	24,5	4,7
9.	47,5	844	177	124	1,9	866	24,5	9,2
10.	65,6	939	196	267	1,6	873	33,2	7,8
11.	14,8	970	134	203	1,0	862	23,4	6,7
12.	23,9	751	196	133	0,3	854	21,3	7,9
13.	50,0	692	113	187	2,3	839	22,0	6,2
14.	67,0	851	185	124	2,7	856	24,7	6,4
15.	7,3	887	166	223	2,2	860	23,6	7,9

Рекомендуемая литература

1. Свод правил/ Магистральные трубопроводы – СП 36.13330.2012 – Госстрой, 2012.

2. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов/А.А. Коршак, А.М.Нечваль; под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

3. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой).

4. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С. М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.

Приложение А

Таблица 1 – Механические свойства основного металла труб в зависимости от класса прочности

Класс прочности	Временное сопротивление $\sigma_в$, Н/мм^2 (кгс/мм^2)	Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2 (кгс/мм^2)	Относительное удлинение δ_5, %
	не менее		
К34	335 (34)	205 (21)	24
К38	375 (38)	235 (24)	22
К42	410 (42)	245 (25)	21
К48	471 (48)	265 (27)	21
К50	490 (50)	345 (35)	20
К52	510 (52)	355 (36)	20
К54	530 (54)	380 (39)	20
К55	540 (55)	390 (40)	20
К56	550 (56)	410 (42)	20
К60	590 (60)	460 (47)	20
Примечание – По согласованию с потребителем устанавливают механические свойства металла промежуточных классов прочности			

Приложение Б

Подпорные насосы серии НПВ

Таблица П-Б.1

Технические характеристики подпорных насосов серии НПВ

Показатель	НПВ 150-60	НПВ 300-60	НПВ 600-60	НПВ 1250-60	НПВ 2500-80	НПВ 3600-90	НПВ 5000-120
Подача Q, $м^3/ч$	150	300	600	1250	2500	3600	5000
Напор Н, м	60	60	60	60	80	90	120
Допускаемый кавитационный запас $\Delta h_д$, м	3,0	3,0	4,0	2,2	3,2	4,8	5,0
Частота вращения, (об/мин)	2975	2975	1485	1500	1500	1500	1500
Тип электродвигателя	2В250М-2У2	2В250М-2У2	ВАОВ560М-4У1	ВАОВ560М-4У1	ВАОВ630L-4У1	ВАОВ710L-4У1	ВАОВ800L-4У1
Мощность электродвигателя, кВт	250	250	560	560	630	710	800
Масса агрегата, кг	2130	2160	7560	16720	19260	27200	30300

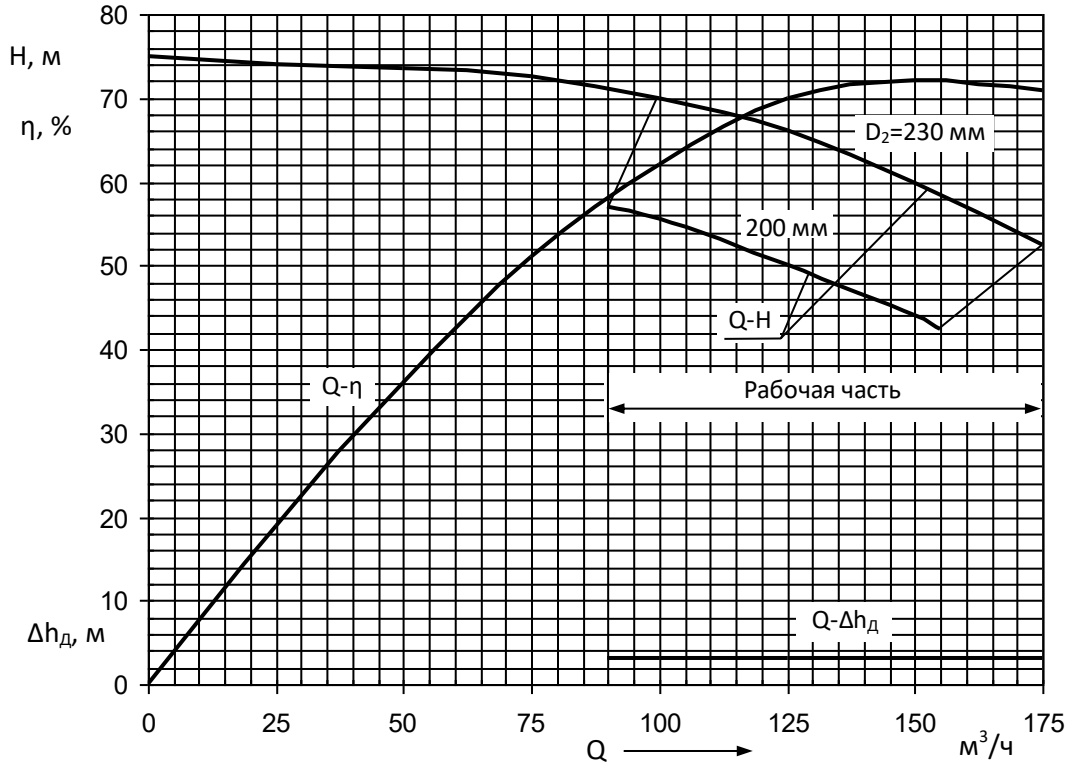


Рисунок П-Б.1 – Характеристика насоса НПВ 150-60; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

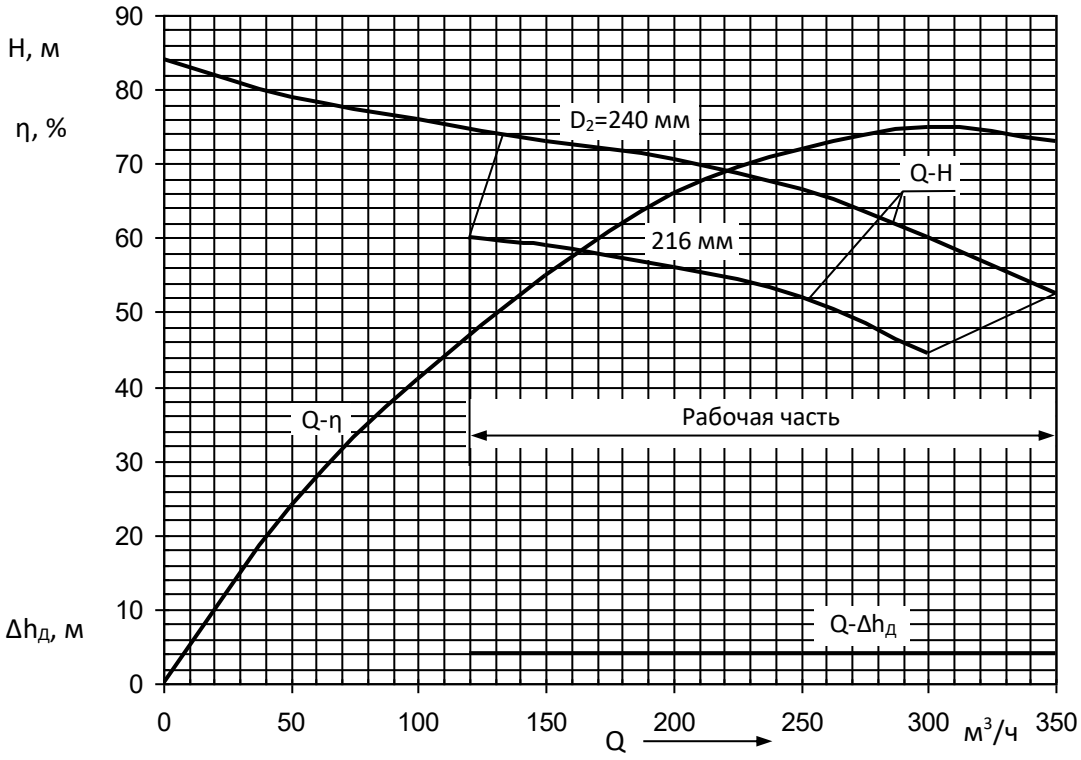


Рисунок П-Б.2 – Характеристика насоса НПВ 300-60; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

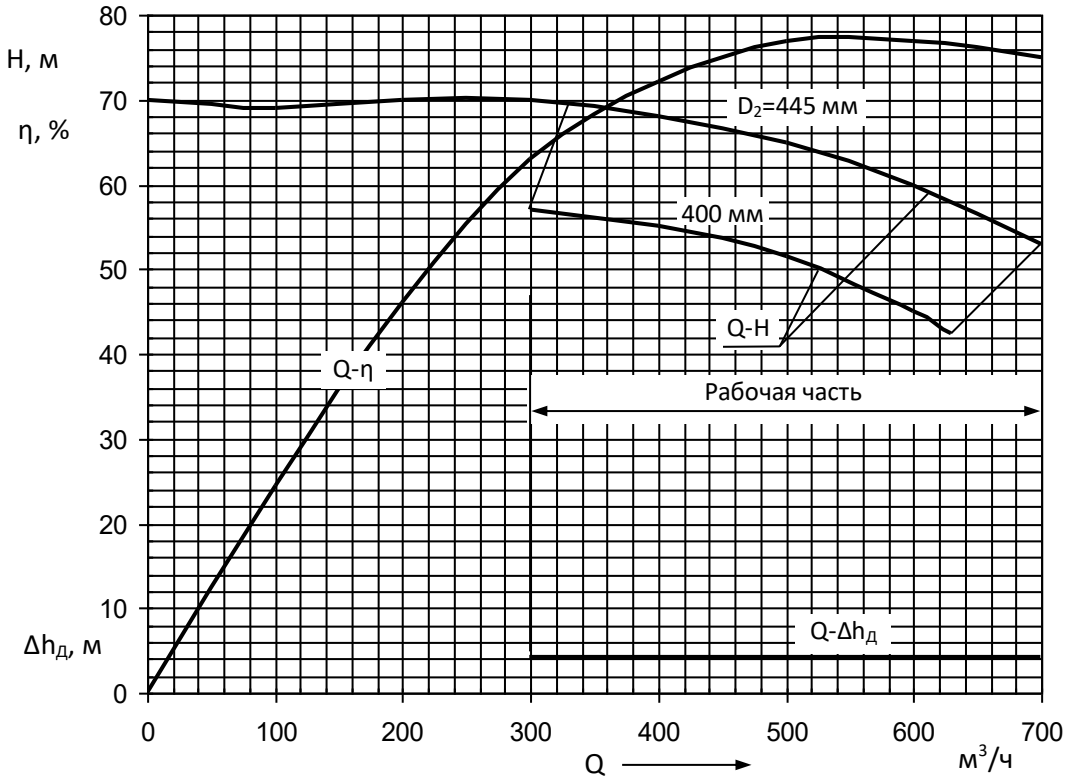


Рисунок П-Б.3 – Характеристика насоса НПВ 600-60; n=24,75 с$^{-1}$ (1485 об/мин)

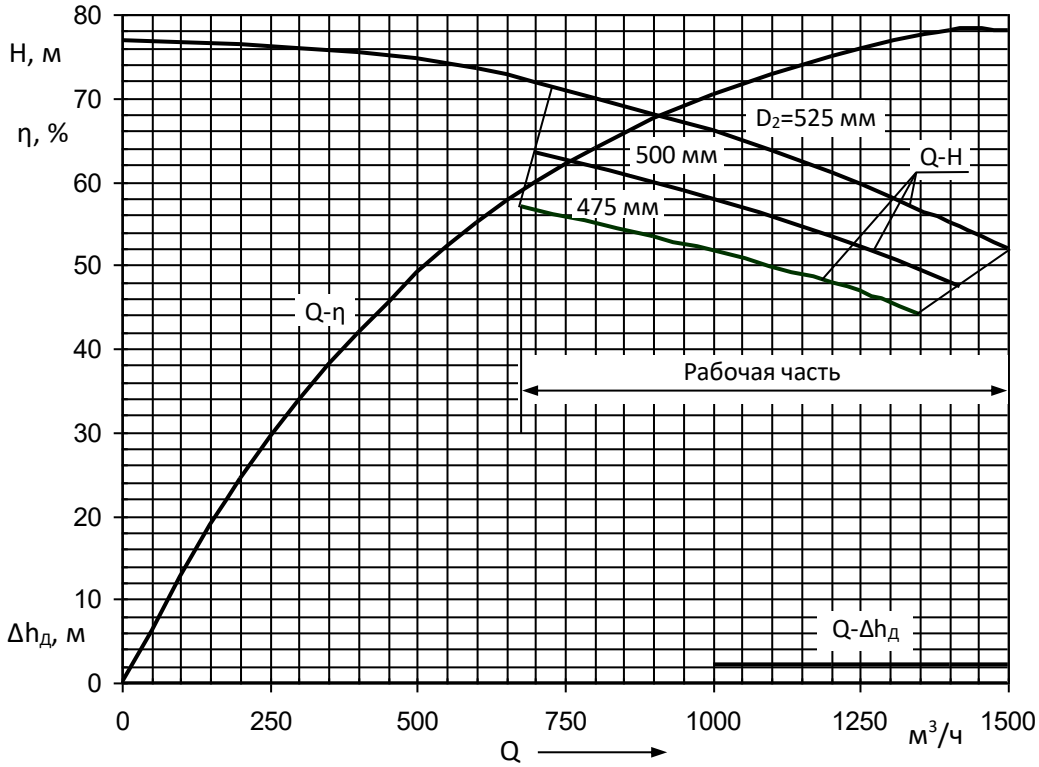


Рисунок П-Б.4 – Характеристика насоса НПВ 1250-60; n=25 $с^{-1}$ (1500 об/мин)

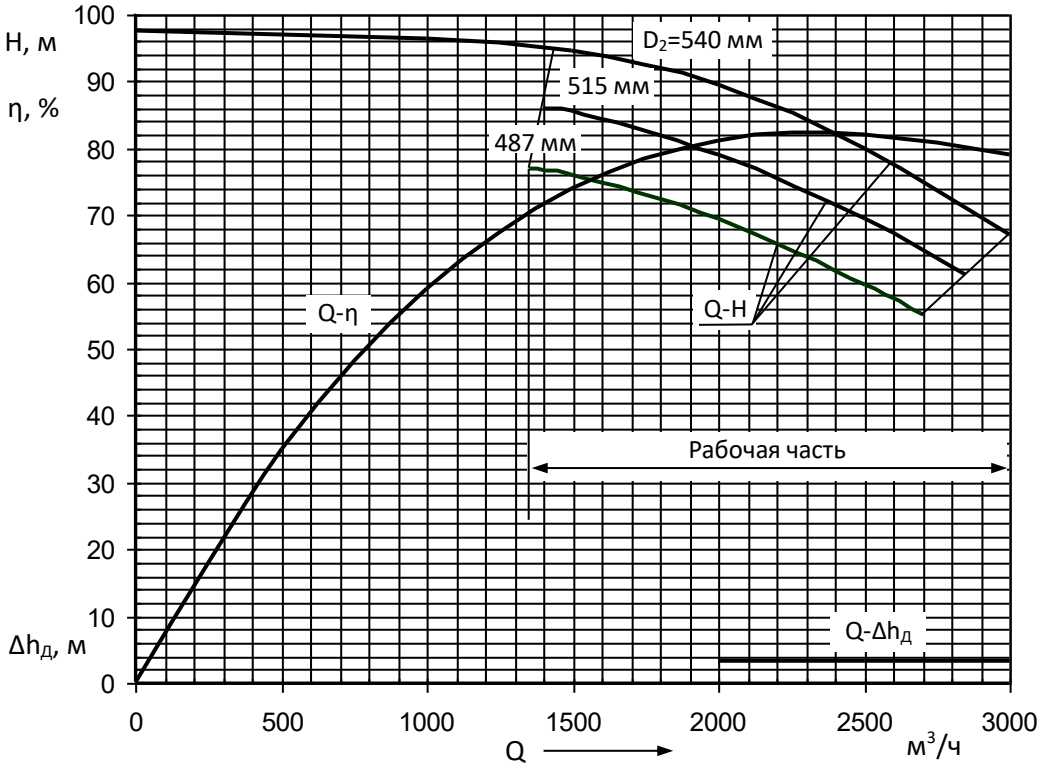


Рисунок П-Б.5 –Характеристика насоса НПВ 2500-80; n=25 $с^{-1}$ (1500 об/мин)

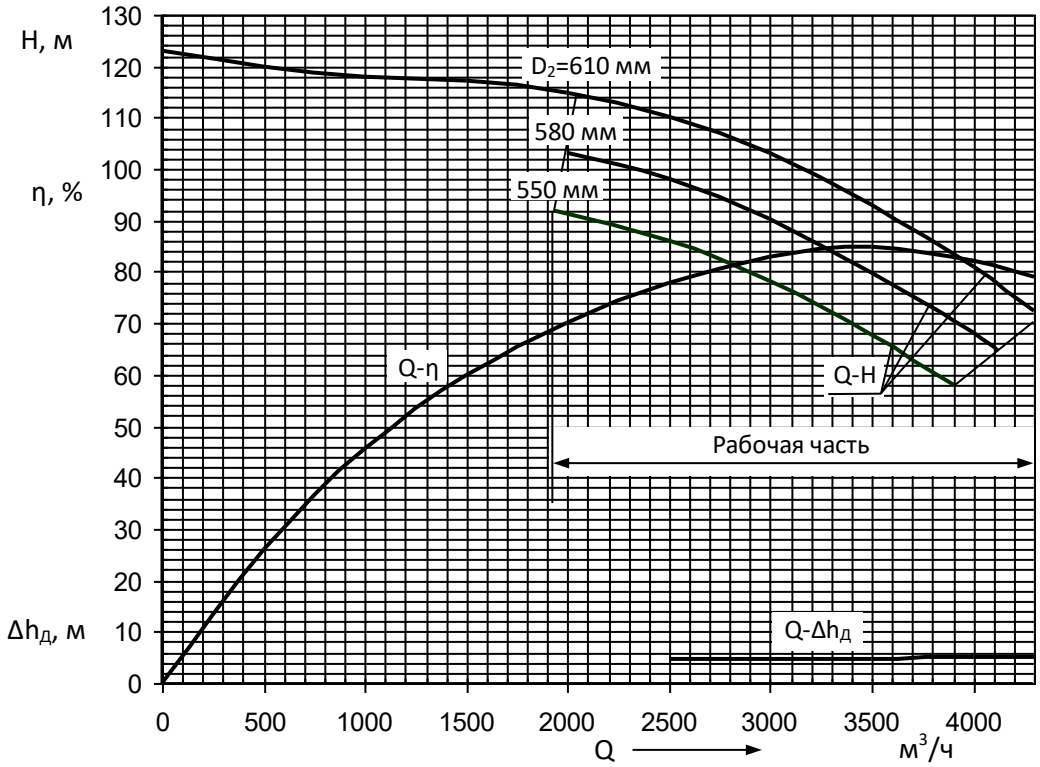


Рисунок П-Б.6 – Характеристика насоса НПВ 3600-90; n=25 $с^{-1}$ (1500 об/мин)

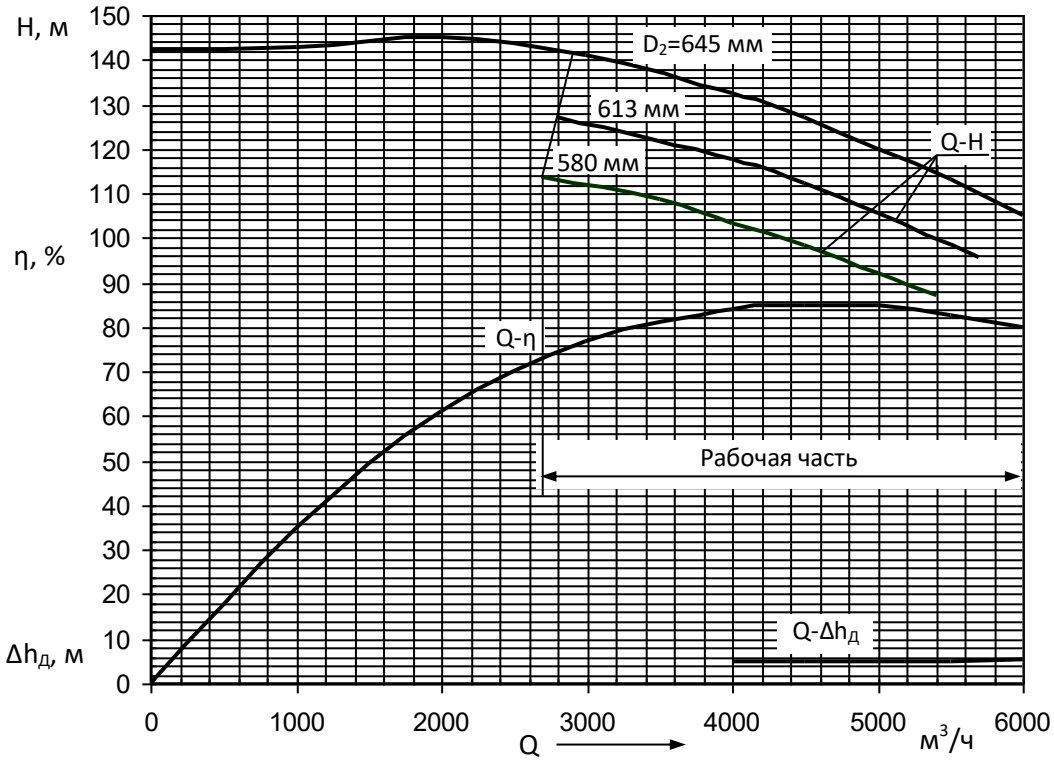


Рисунок П-Б.7 – Характеристика насоса НПВ 5000-120; n=25 $с^{-1}$ (1500 об/мин)

Таблица П-Б.2

Коэффициенты характеристики нефтяных подпорных насосов серии НПВ

Марка насоса	Диаметр рабочего колеса D_2, мм	Коэффициенты $H(Q)$ характеристики насоса		Коэффициенты $\eta(Q)$ характеристики насоса по формуле (1.13)
		по формуле (1.12)	по формуле (1.13)	
1	2	3	4	5
НПВ 150-60	230	a= 77,8 b= 8,0789·10^{-4}	a_0= 7,4104·10^{1} a_1= 5,3929·10^{-2} a_2= -9,9524·10^{-4}	k_1= 7,9650·10^{-1} k_2= -1,1180·10^{-3} k_3= -6,4181·10^{-6}
	200	a= 64,5 b= 9,1349·10^{-4}	a_0= 6,5890·10^{1} a_1= -2,4184·10^{-2} a_2= -8,1566·10^{-4}	
НПВ 300-60	240	a= 78,5 b= 2,0637·10^{-4}	a_0= 7,5136·10^{1} a_1= 3,2036·10^{-2} a_2= -2,7500·10^{-4}	k_1= 5,0198·10^{-1} k_2= -9,0202·10^{-4} k_3= 1,8832·10^{-7}
	216	a= 63,8 b= 2,0869·10^{-4}	a_0= 5,5487·10^{1} a_1= 8,4561·10^{-2} a_2= -4,0187·10^{-4}	
НПВ 600-60	445	a= 74,7 b= 4,2600·10^{-4}	a_0= 6,4957·10^{1} a_1= 4,1821·10^{-2} a_2= -8,3929·10^{-4}	k_1= 2,8650·10^{-1} k_2= -2,8016·10^{-4} k_3= 3,2439·10^{-8}
	400	a= 62,2 b= 4,7568·10^{-4}	a_0= 4,7782·10^{1} a_1= 6,5689·10^{-2} a_2= -1,1726·10^{-4}	
НПВ 1250-60	525	a= 77,4 b= 1,1368·10^{-5}	a_0= 7,6980·10^{1} a_1= 7,7591·10^{-4} a_2= -1,1698·10^{-5}	k_1= 1,3519·10^{-1} k_2= -8,3283·10^{-5} k_3= 1,8715·10^{-8}
	500	a= 68,5 b= 1,0448·10^{-5}	a_0= 6,9572·10^{1} a_1= -2,0618·10^{-3} a_2= -9,4838·10^{-6}	
	475	a= 61,2 b= 9,3754·10^{-6}	a_0= 6,0533·10^{1} a_1= 1,4802·10^{-3} a_2= -1,0101·10^{-5}	
НПВ 2500-80	540	a= 102,4 b= 3,7584·10^{-6}	a_0= 9,6298·10^{1} a_1= 6,7500·10^{-3} a_2= -5,4048·10^{-6}	k_1= 8,2130·10^{-2} k_2= -2,5254·10^{-5} k_3= 2,2165·10^{-9}
	515	a= 94,6 b= 4,0791·10^{-6}	a_0= 8,8512·10^{1} a_1= 5,6770·10^{-3} a_2= -5,3330·10^{-6}	
	487	a= 85,0 b= 4,0795·10^{-6}	a_0= 7,7479·10^{1} a_1= 7,4543·10^{-3} a_2= -5,8261·10^{-6}	

Окончание таблицы П-Б.2

1	2	3	4	5
НПВ 3600-90	610	a= 126,1 b= 2,8040·10^{-6}	a_0= 1,2030·10^{2} a_1= 3,8357·10^{-3} a$_2$= -3,3990·10^{-6}	k_1= 5,4840·10^{-2} k_2= -1,0583·10^{-5} k_3= 4,9720·10^{-10}
	580	a= 116,2 b= 3,0021·10^{-6}	a_0= 1,014710^{2} a_1= 1,0045·10^{-2} a_2= -4,6075·10^{-6}	
	550	a= 104,1 b= 2,9749·10^{-6}	a_0= 8,9876·10^{1} a_1= 1,0301·10^{-2} a_2= -4,4714·10^{-6}	
НПВ 5000-120	645	a= 151,8 b= 1,2760·10^{-6}	a_0= 1,41550·10^{2} a_1= 5,2849·10^{-3} a_2= -1,8998·10^{-6}	k_1= 4,1321·10^{-2} k_2= -5,8701·10^{-6} k_3= 1,9961·10^{-10}
	613	a= 137,7 b= 1,2839·10^{-6}	a_0= 1,2879·10^{2} a_1= 4,4005·10^{-3} a_2= -1,7991·10^{-6}	
	580	a= 123,1 b= 1,2315·10^{-6}	a_0= 1,1671·10^{2} a_1= 3,2529·10^{-3} a_2= -1,6280·10^{-6}	

Приложение В

Нефтяные магистральные насосы серии НМ

Таблица П-В.1

Технические характеристики магистральных насосов серии НМ

Марка насоса	Подача Q, $м^3/ч$	Напор H, м	Допускаемый кавитационный запас $\Delta h_д$, м	Частота вращения, (об/мин)	Тип электродвигателя	Мощность электродвигателя, кВт	Масса агрегата, кг
НМ 125-550	125	550	4	3000	ВАО2-450LB-2У2	450	4785
НМ 180-500	180	180	4	3000	ВАО2-450LB-2У2	450	5205
НМ 250-475	250	250	4,5	3000	2АЗМВ1500/6000У5	1500	7290
НМ 360-460	360	460	4,5	3000	2АЗМВ1500/6000У5	1500	7300
НМ 500-300	500	300	4,5	3000	2АЗМВ1500/6000У5	1500	7540
НМ 710-280	710	280	6	3000	2АЗМВ1800/6000У5	1800	9925
НМ 1250-260	1250	260	20	3000	СТДП1250-2УХЛ4	1250	10470
					СТДП1600-2УХЛ4	1600	10950
НМ 2500-230	2500	230	32	3000	СТДП2000-2УХЛ4	2000	12600
					СТДП2500-2УХЛ4	2500	15690
НМ 3600-230	3600	230	38	3000	СТДП2500-2УХЛ4	2500	16100
					СТДП3150-2УХЛ4	3150	16890
НМ 7000-210	7000	210	52	3000	СТДП4000-2УХЛ4	4000	19770
					СТДП5000-2УХЛ4	5000	21490
					СТДП6300-2УХЛ4	6300	28120
НМ 10000-210	1000	210	65	3000	СТДП5000-2УХЛ4	5000	25620
					СТДП6300-2БУХЛ4	6300	33640
					СТДП8000-2БУХЛ4	5000	33290

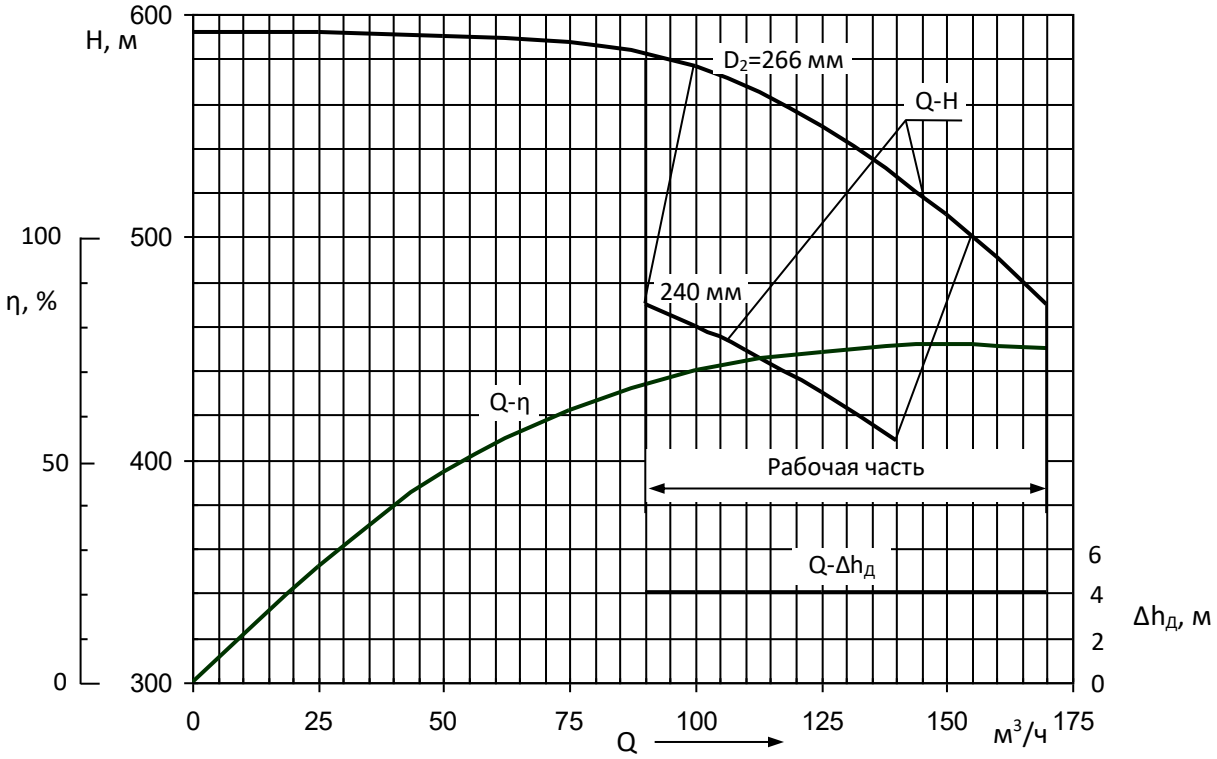


Рисунок П-В.1 – Характеристика насоса НМ 125-550; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

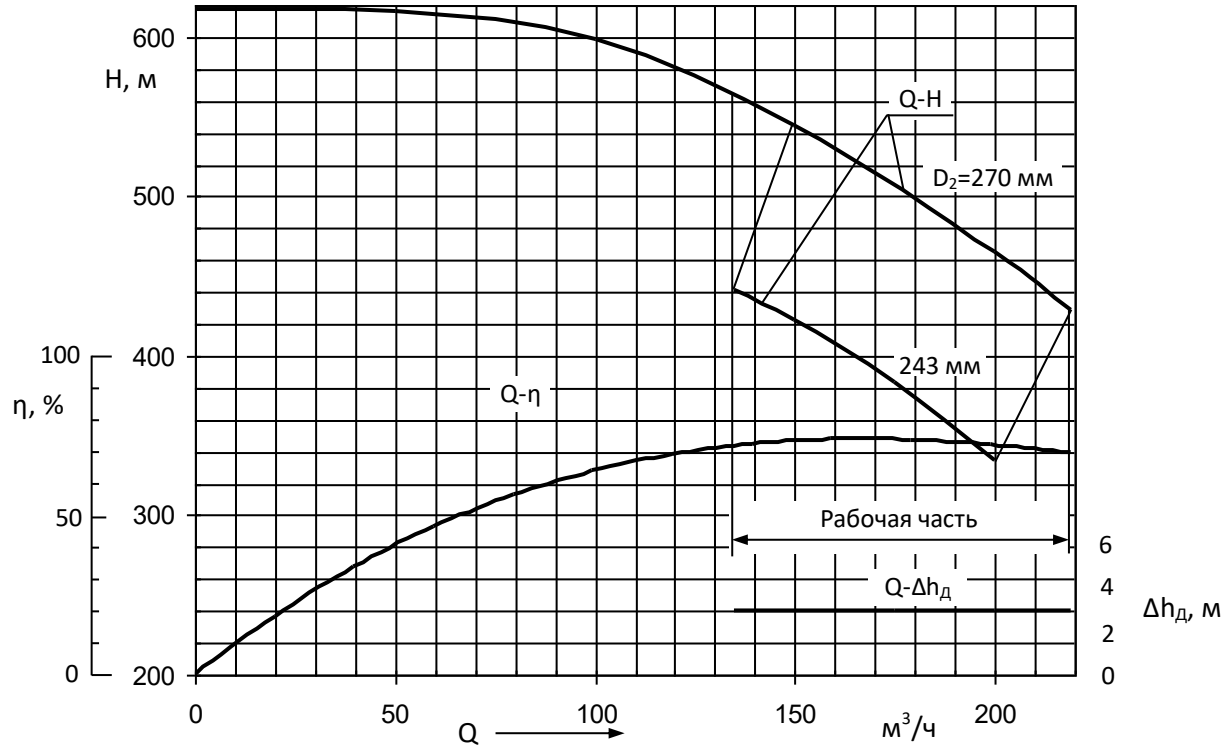


Рисунок П-В.2 – Характеристика насоса НМ 180-500; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

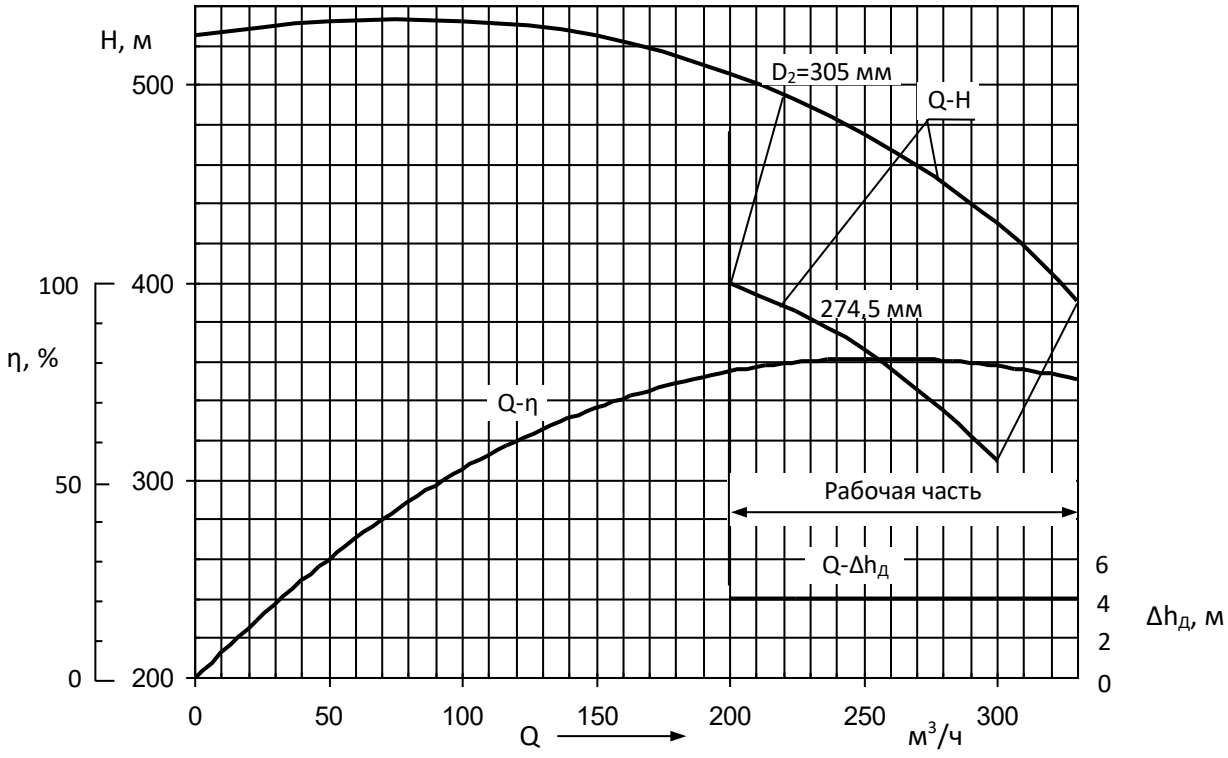


Рисунок П-В.3 – Характеристика насоса НМ 250-475; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

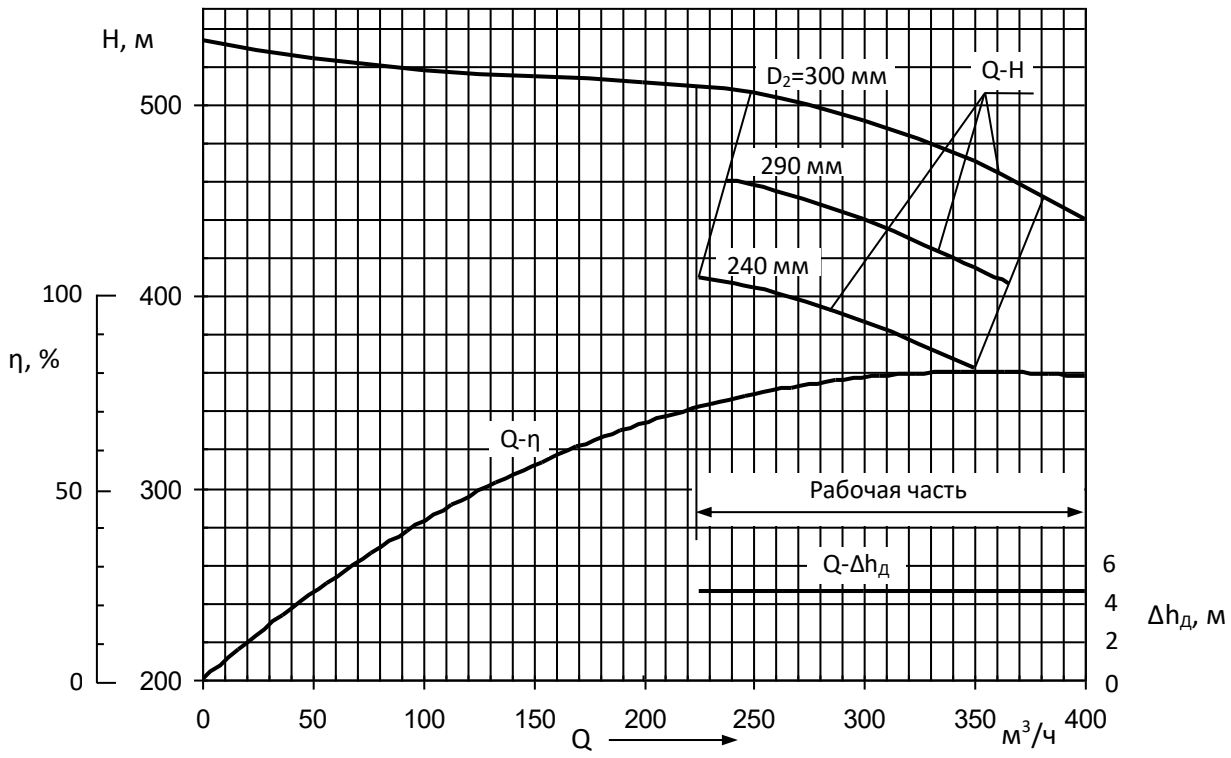


Рисунок П-В.4 –Характеристика насоса НМ 360-460; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

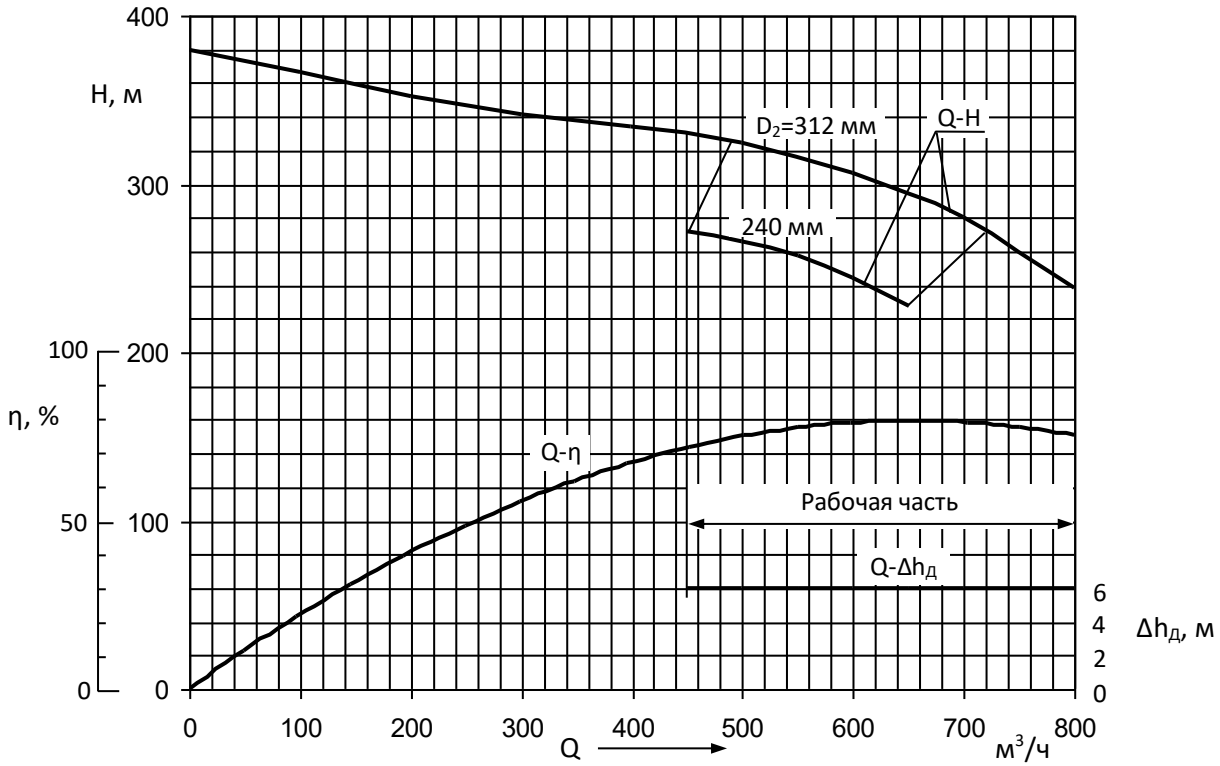


Рисунок П-В.5 – Характеристика насоса НМ 710-280; n=49,7 $с^{-1}$ (2980 об/мин)

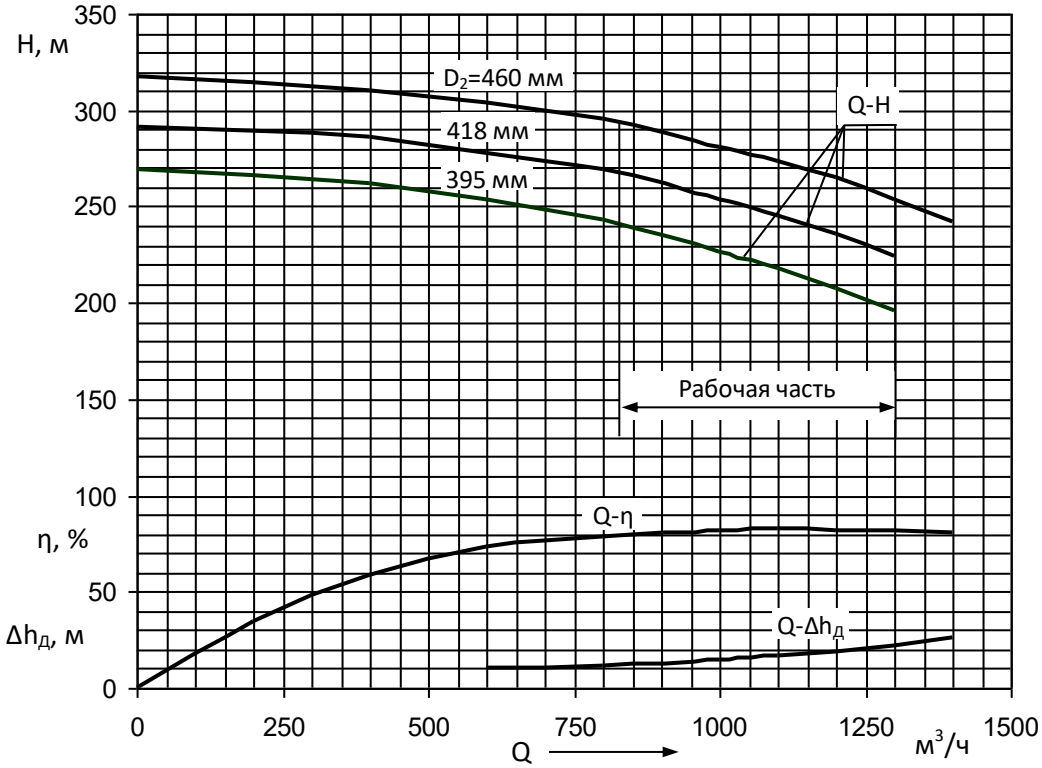


Рисунок П-В.6 – Характеристика насоса НМ 1250-260; n=50 $с^{-1}$ (3000 об/мин)

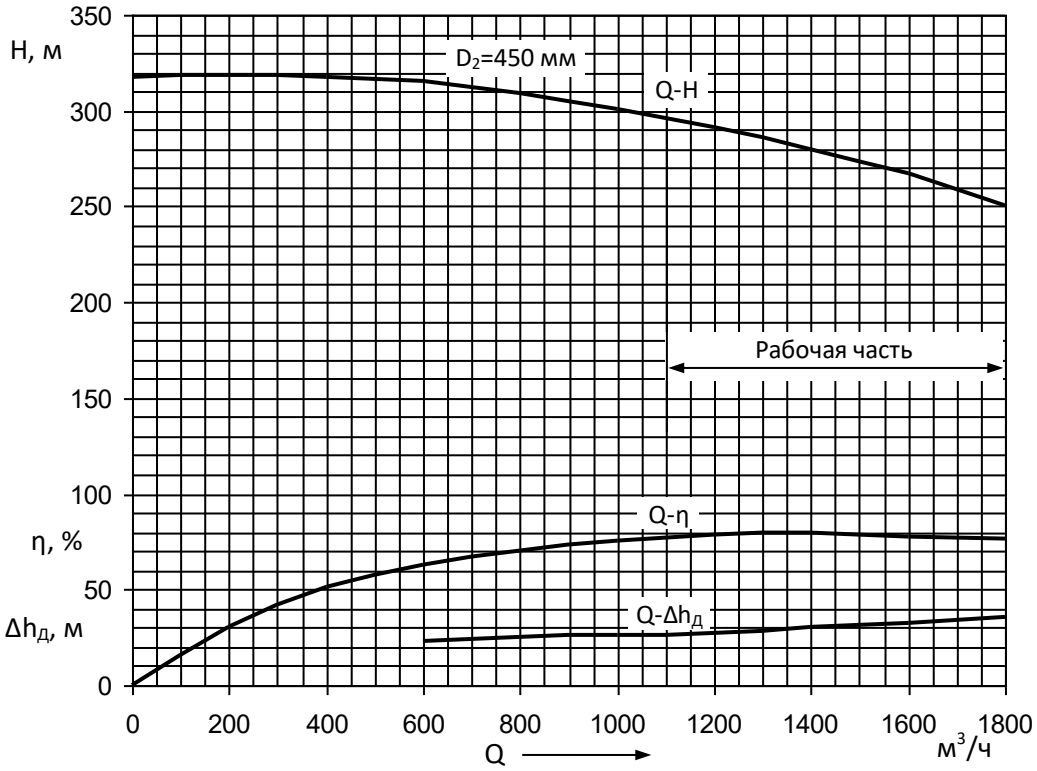


Рисунок П-В.8 – Характеристика насоса НМ 1250-260 со сменным ротором на подачу 1565 м^3/ч (1,25·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

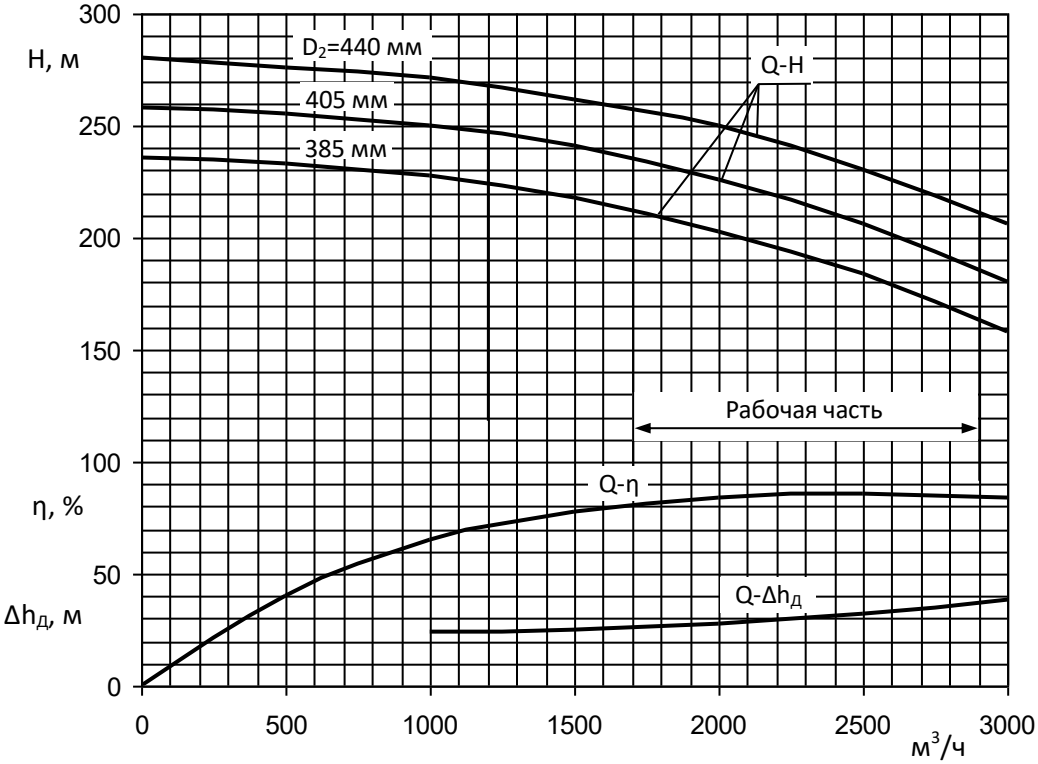


Рисунок П-В.9 – Характеристика насоса НМ 2500-230; n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

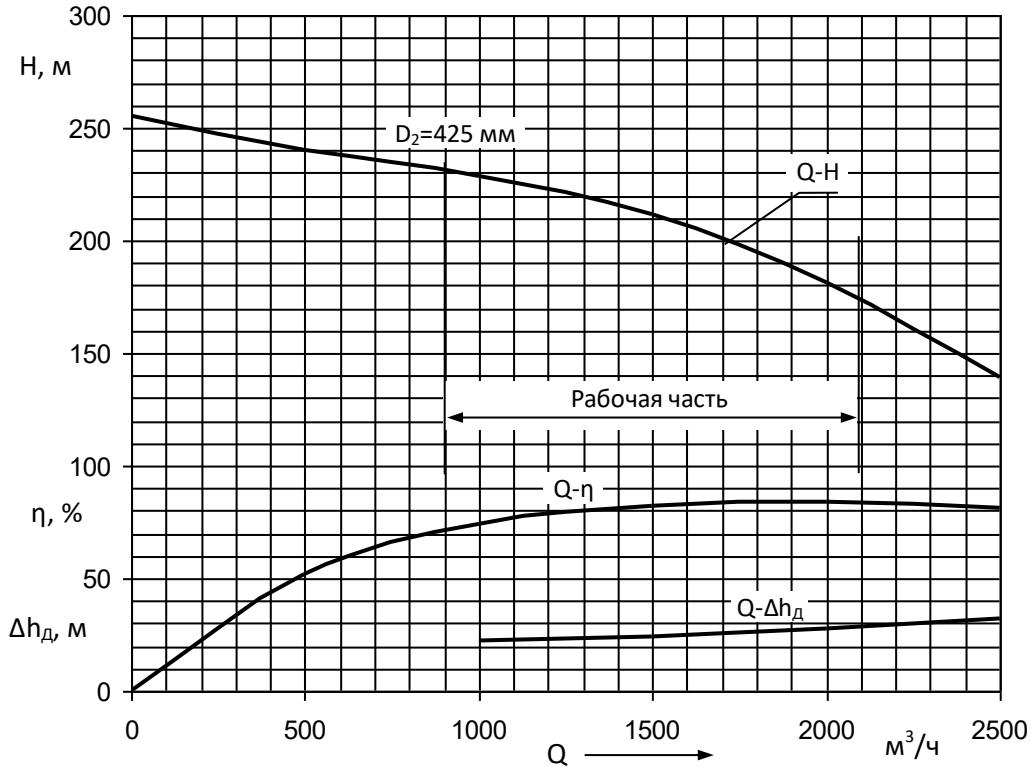


Рисунок П-В.10 – Характеристика насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу 1250 м^3/ч (0,5·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

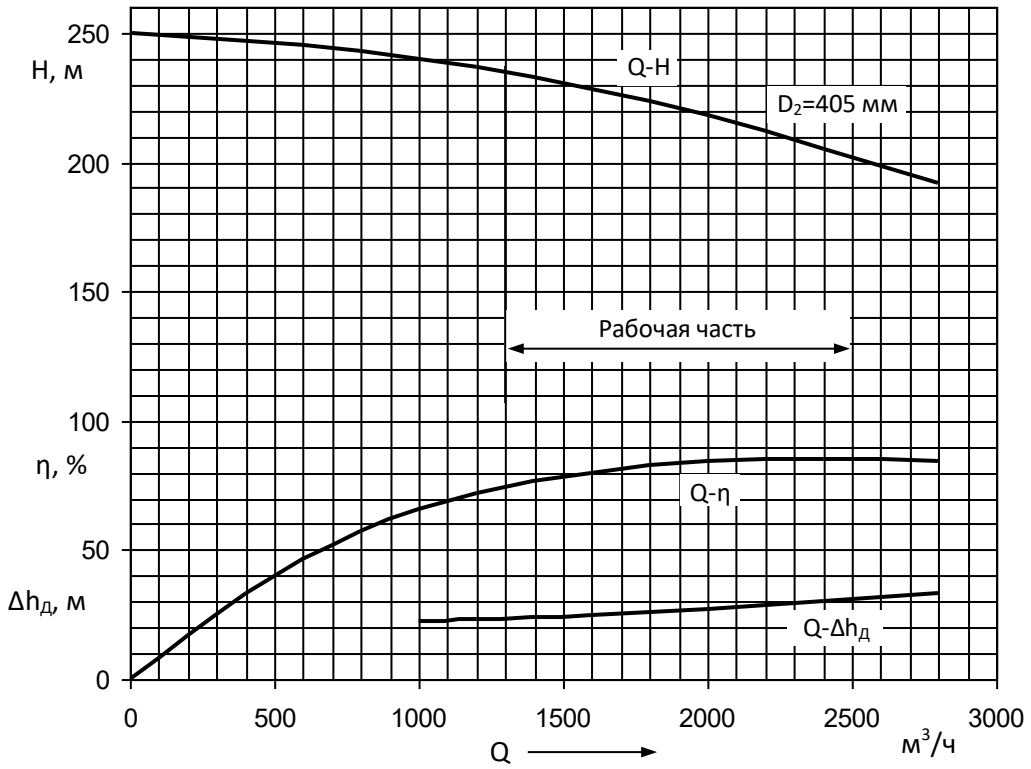


Рисунок П-В.11 – Характеристика насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу 1800 м^3/ч (0,7·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

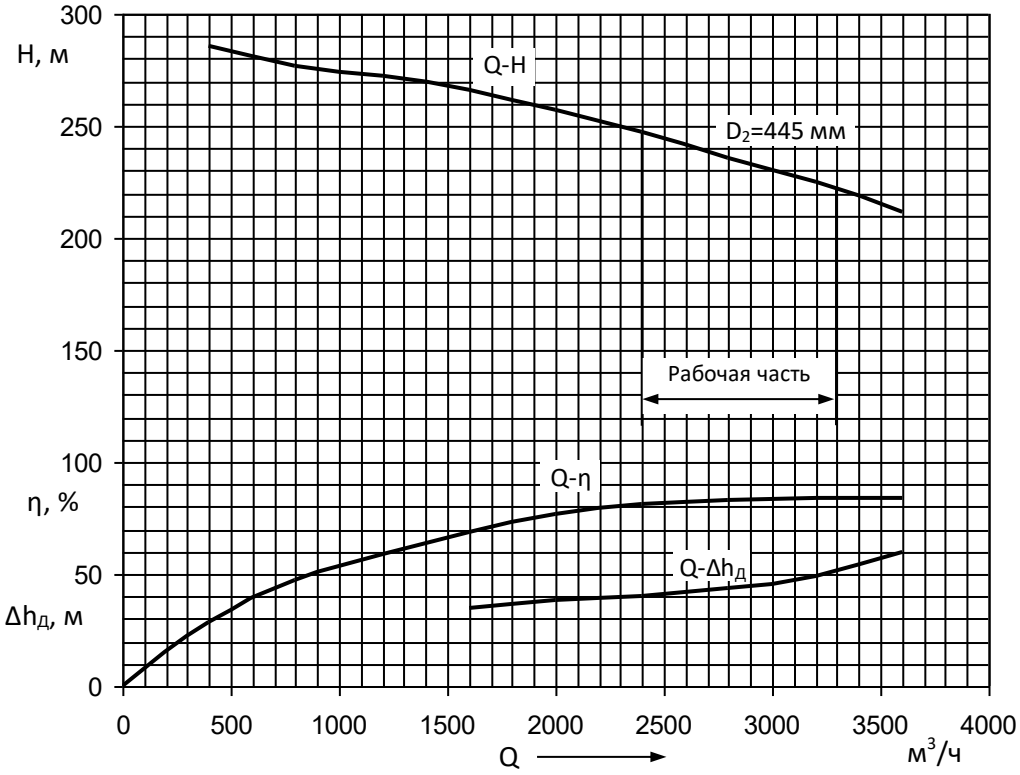


Рисунок П-В.12 – Характеристика насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу 3150 м^3/ч (1,25·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

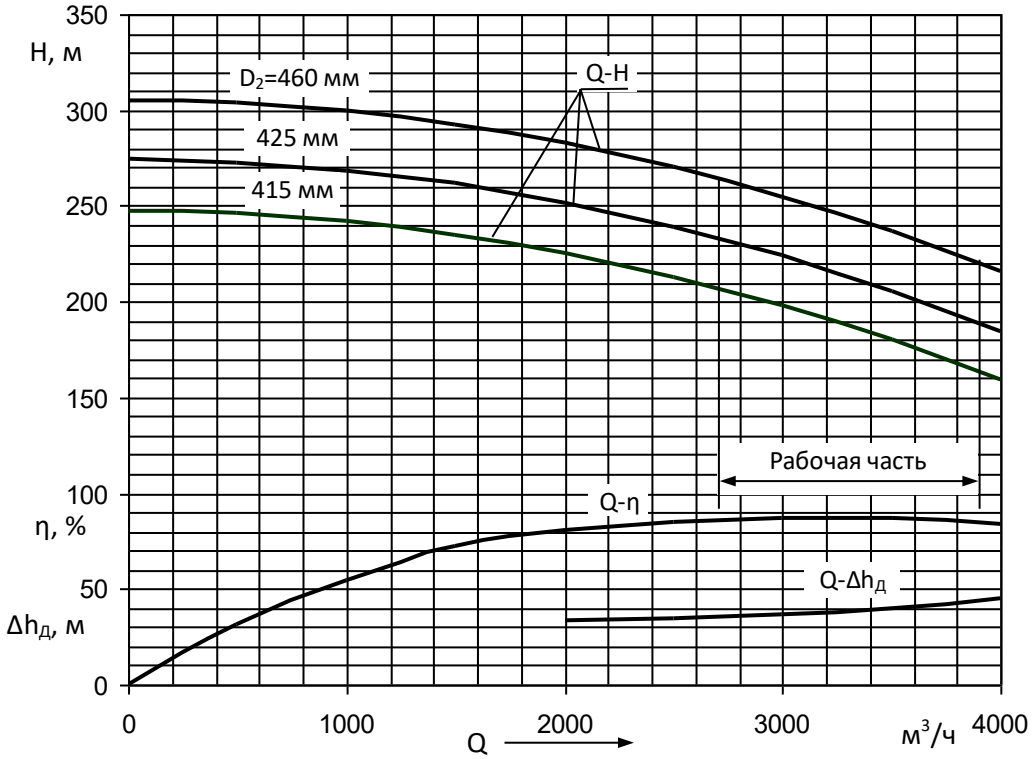


Рисунок П-В.13 – Характеристика насоса НМ 3600-230; n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

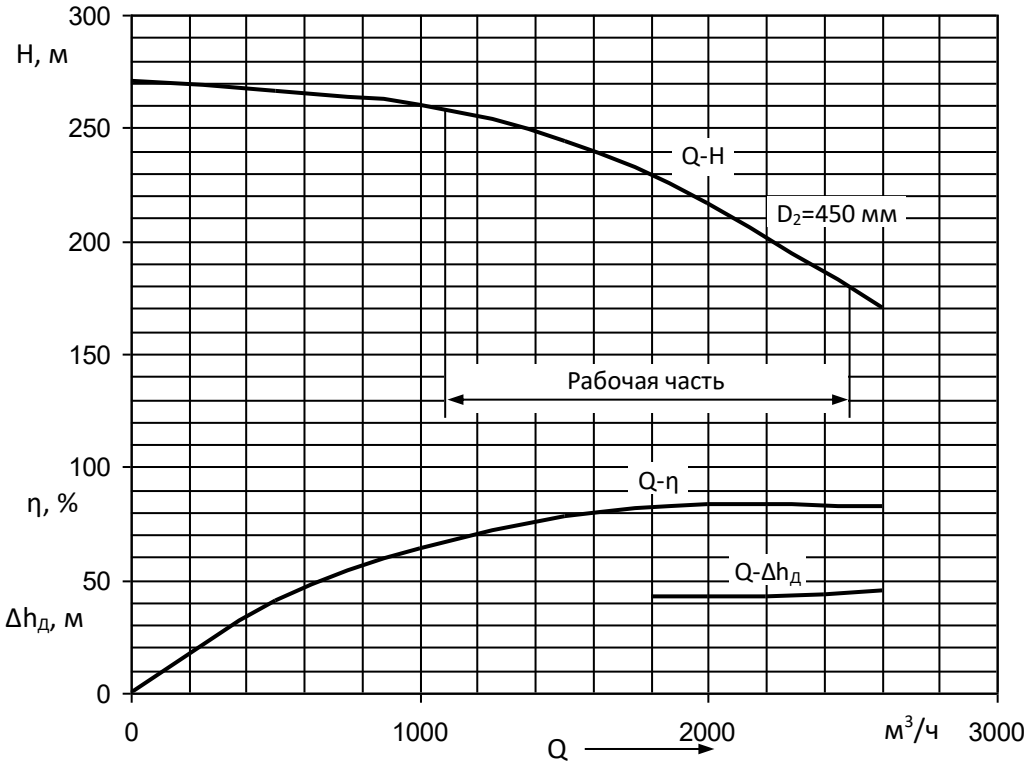


Рисунок П-В.14 – Характеристика насоса НМ 3600-230 со сменным ротором на подачу 1800 м^3/ч (0,5·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

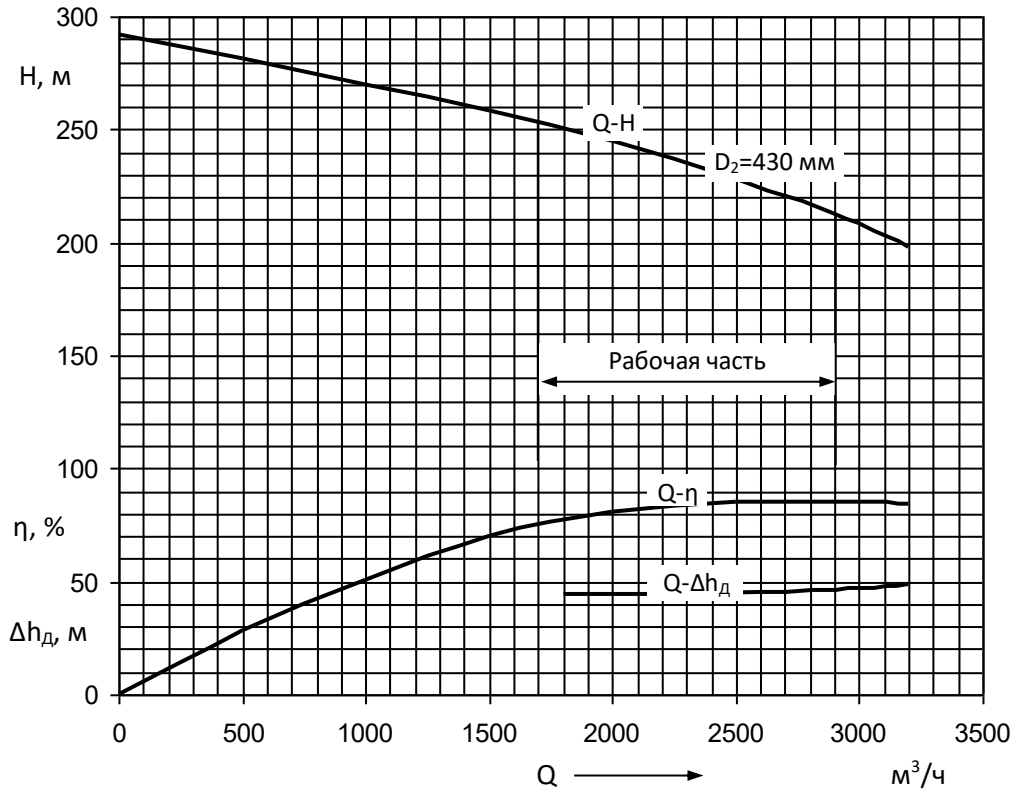


Рисунок П-В.15 – Характеристика насоса НМ 3600-230 со сменным ротором на подачу 2500 м^3/ч (0,7·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

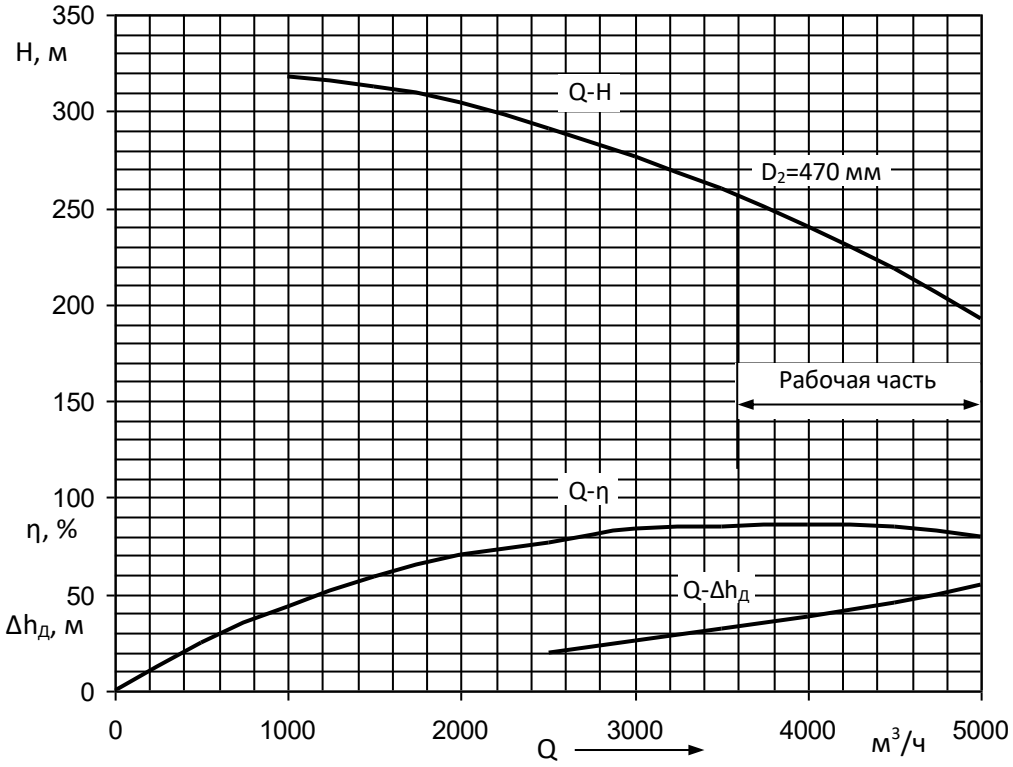


Рисунок П-В.16 – Характеристика насоса НМ 3600-230 со сменным ротором на подачу 4500 м^3/ч (1,25·$Q_н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

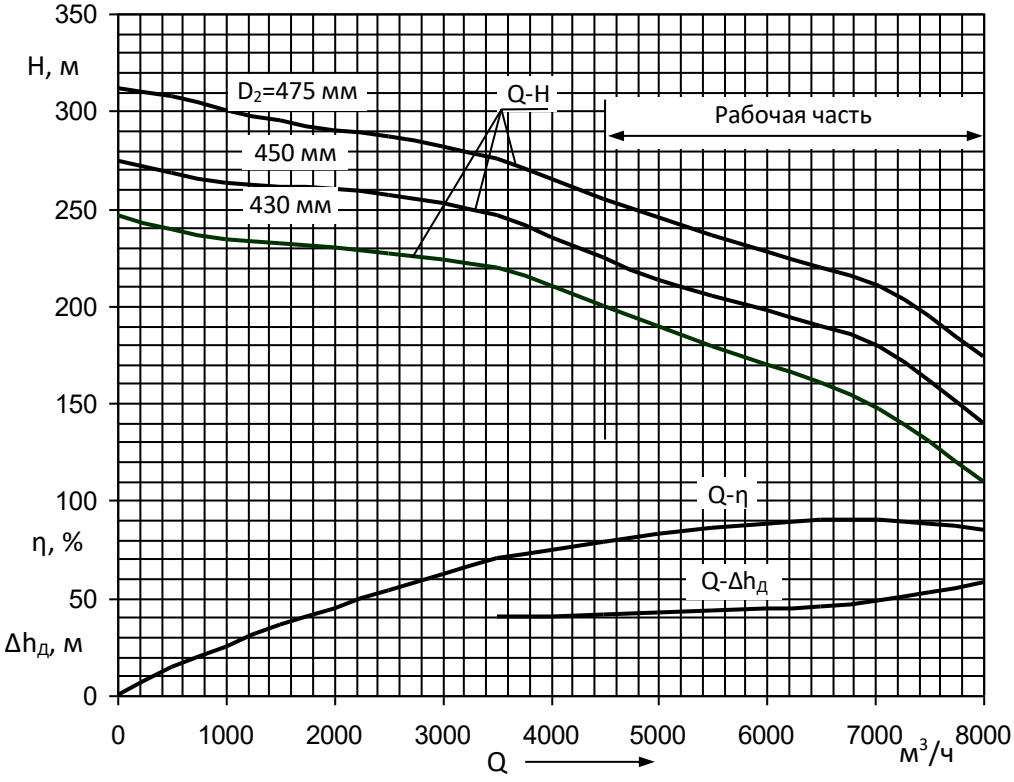


Рисунок П-В.17 – Характеристика насоса НМ 7000-210; n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

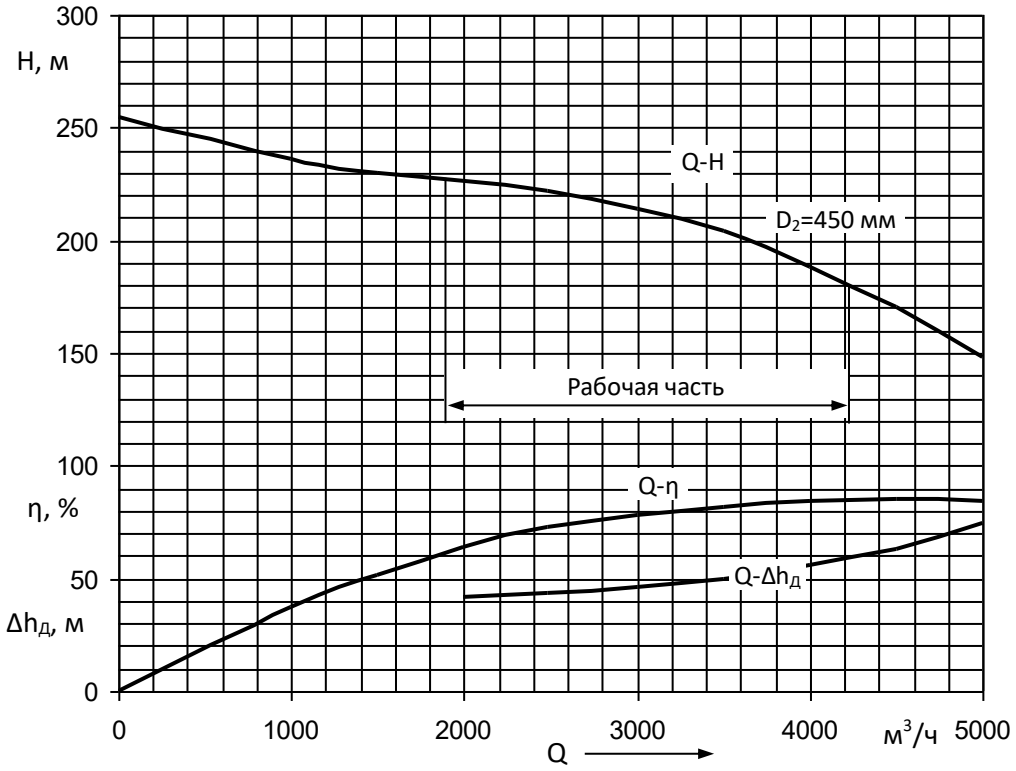


Рисунок П-В.18 – Характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу 3500 м^3/ч (0,5·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

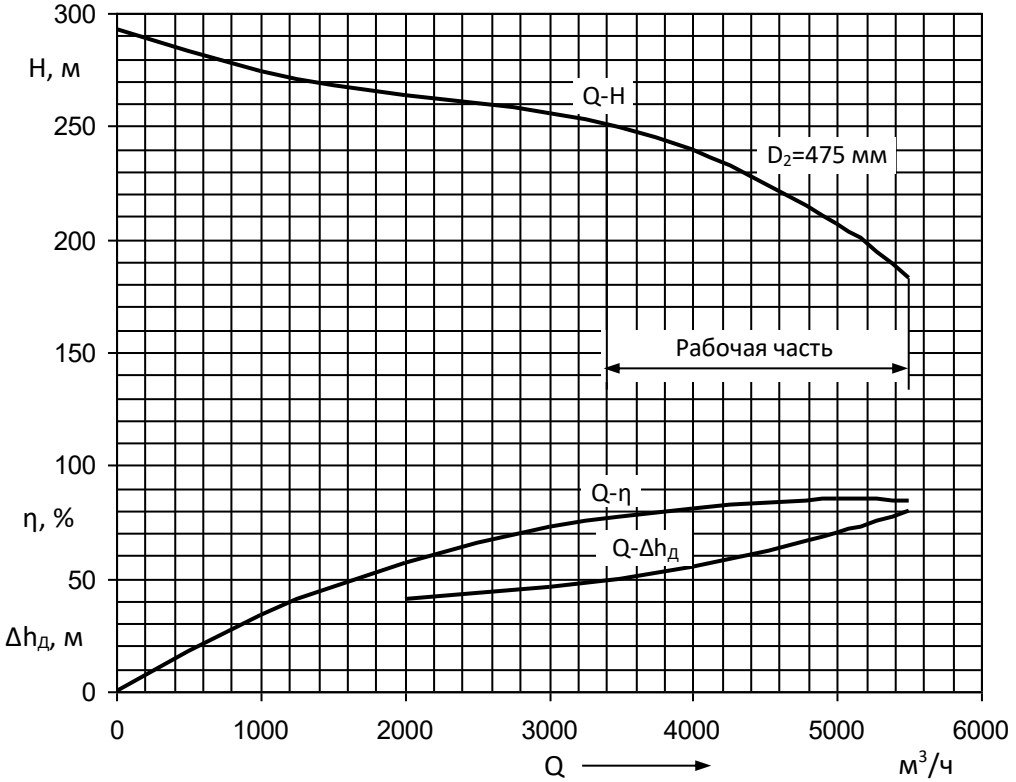


Рисунок П-В.19 – Характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу 5000 м^3/ч (0,7·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

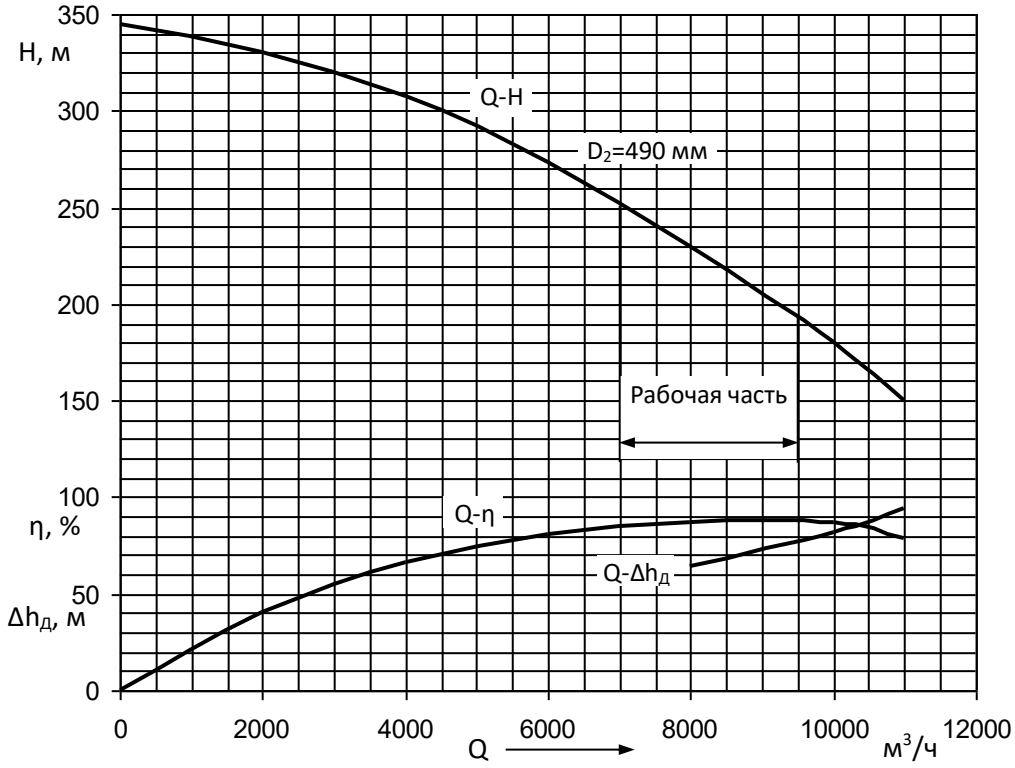


Рисунок П-В.20 – Характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу 8750 м^3/ч (1,25·$Q_Н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

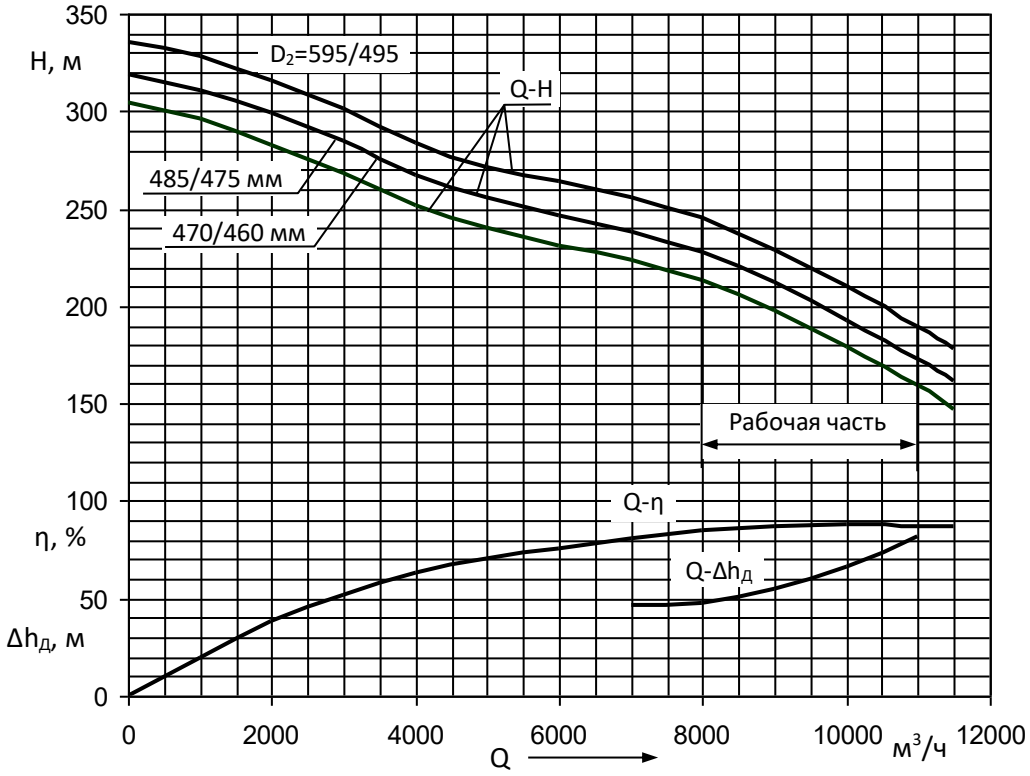


Рисунок П-В.21 – Характеристика насоса НМ 10000-210; n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

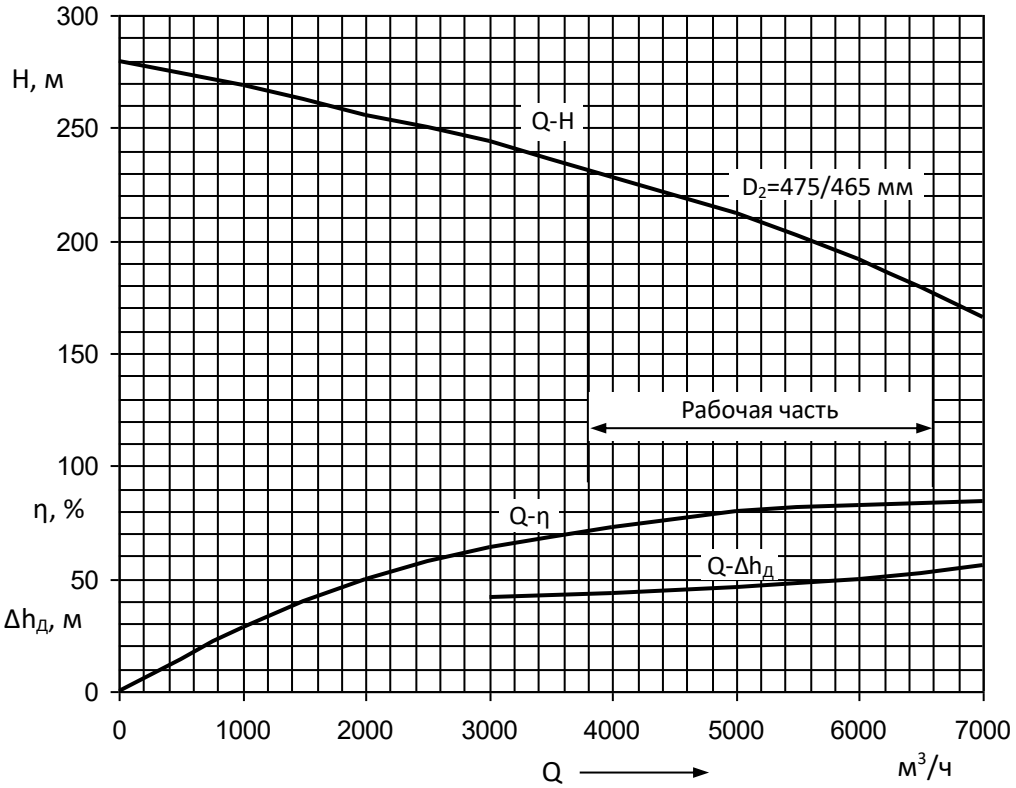


Рисунок П-В.22 – Характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 5000 м^3/ч (0,5·$Q_н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

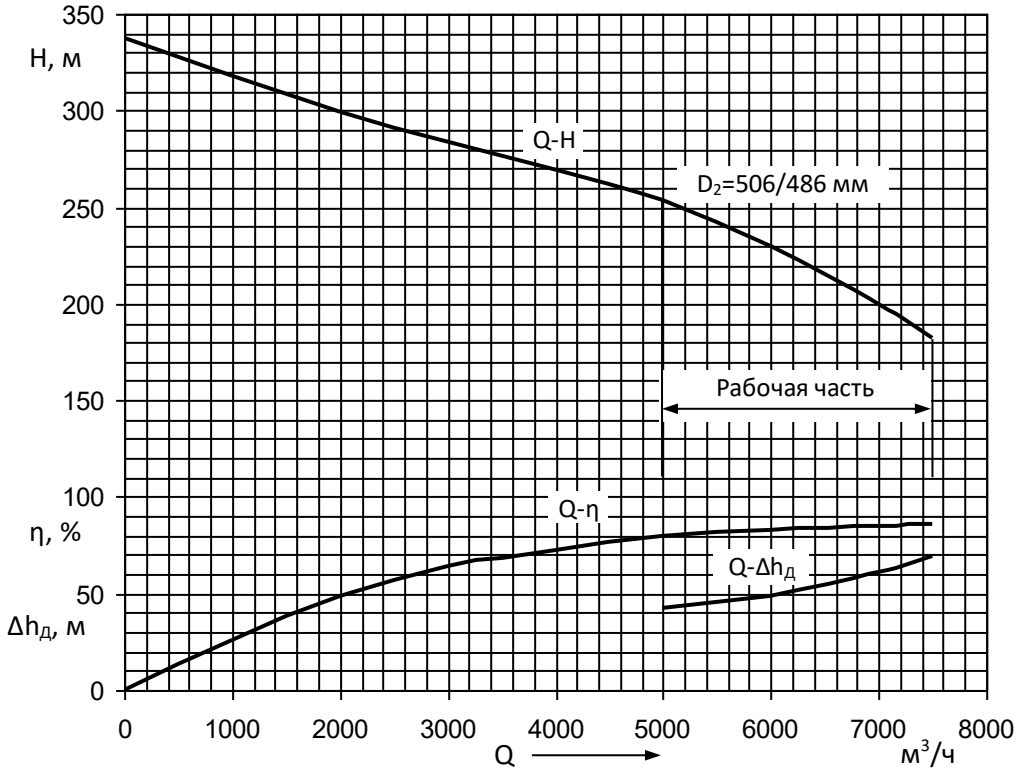


Рисунок П-В.23 – Характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 7000 м^3/ч (0,7·$Q_н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

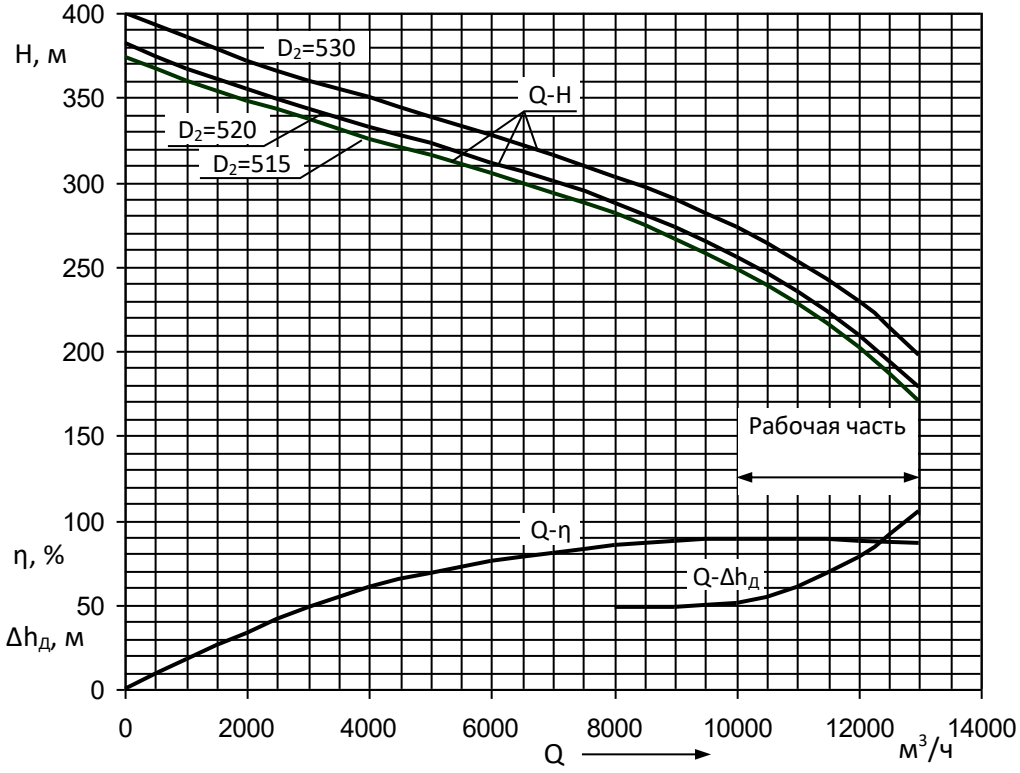


Рисунок П-В.24 – Характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 12500 м^3/ч (1,25·$Q_н$); n=50 с$^{-1}$ (3000 об/мин)

Таблица П-В.2

Коэффициенты характеристики нефтяных магистральных насосов серии НМ

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2, мм	Коэффициенты $H(Q)$ характеристики насоса		Коэффициенты $\eta(Q)$ характеристики насоса по формуле (1.13)
			по формуле (1.12)	по формуле (1.13)	
1	2	3	4	5	6
НМ 125-550	$1{,}0\cdot Q_H$	266	$a = 601{,}6$ $b = 3{,}9666\cdot10^{-3}$	$a_0 = 5{,}8624\cdot10^{2}$ $a_1 = 5{,}8113\cdot10^{-1}$ $a_2 = -7{,}2959\cdot10^{-3}$	$k_1 = 1{,}2129$ $k_2 = -6{,}0225\cdot10^{-3}$ $k_3 = 8{,}7142\cdot10^{-6}$
		240	$a = 513{,}1$ $b = 5{,}3123\cdot10^{-3}$	$a_0 = 5{,}1117\cdot10^{2}$ $a_1 = 3{,}4397\cdot10^{-2}$ $a_2 = -5{,}4610\cdot10^{-3}$	
НМ 180-500	$1{,}0\cdot Q_H$	270	$a = 627{,}4$ $b = 4{,}0254\cdot10^{-3}$	$a_0 = 6{,}1566\cdot10^{2}$ $a_1 = 3{,}5078\cdot10^{-1}$ $a_2 = -5{,}5008\cdot10^{-3}$	$k_1 = 1{,}0108$ $k_2 = -4{,}1451\cdot10^{-3}$ $k_3 = 4{,}4695\cdot10^{-6}$
		243	$a = 533{,}3$ $b = 4{,}9482\cdot10^{-3}$	$a_0 = 4{,}8976\cdot10^{2}$ $a_1 = 5{,}2811\cdot10^{-1}$ $a_2 = -6{,}5145\cdot10^{-3}$	
НМ 250-475	$1{,}0\cdot Q_H$	305	$a = 566{,}8$ $b = 1{,}5542\cdot10^{-4}$	$a_0 = 5{,}2174\cdot10^{2}$ $a_1 = 3{,}6709\cdot10^{-1}$ $a_2 = -2{,}2786\cdot10^{-3}$	$k_1 = 6{,}6029\cdot10^{-1}$ $k_2 = -1{,}4000\cdot10^{-3}$ $k_3 = 2{,}0513\cdot10^{-7}$
		274,5	$a = 469{,}7$ $b = 1{,}6961\cdot10^{-4}$	$a_0 = 3{,}2121\cdot10^{2}$ $a_1 = 1{,}2533$ $a_2 = -4{,}3011\cdot10^{-3}$	
НМ 360-460	$1{,}0\cdot Q_H$	300	$a = 528{,}5$ $b = 4{,}9622\cdot10^{-4}$	$a_0 = 4{,}7351\cdot10^{2}$ $a_1 = 4{,}7955\cdot10^{-1}$ $a_2 = -1{,}4050\cdot10^{-3}$	$k_1 = 4{,}9541\cdot10^{-1}$ $k_2 = -8{,}6965\cdot10^{-4}$ $k_3 = 3{,}1099\cdot10^{-7}$
		280	$a = 501{,}8$ $b = 7{,}1069\cdot10^{-4}$	$a_0 = 4{,}2371\cdot10^{2}$ $a_1 = 5{,}3348\cdot10^{-1}$ $a_2 = -1{,}5951\cdot10^{-3}$	
		240	$a = 444{,}6$ $b = 6{,}5900\cdot10^{-4}$	$a_0 = 3{,}8825\cdot10^{2}$ $a_1 = 4{,}0123\cdot10^{-1}$ $a_2 = -1{,}3534\cdot10^{-3}$	
НМ 500-300	$1{,}0\cdot Q_H$	300	$a = 351{,}3$ $b = 2{,}2509\cdot10^{-4}$	$a_0 = 3{,}2460\cdot10^{2}$ $a_1 = 1{,}3386\cdot10^{-1}$ $a_2 = -3{,}7857\cdot10^{-4}$	$k_1 = 2{,}5397\cdot10^{-1}$ $k_2 = -1{,}2262\cdot10^{-4}$ $k_3 = -1{,}3999\cdot10^{-7}$
		285	$a = 315{,}6$ $b = 2{,}0430\cdot10^{-4}$	$a_0 = 2{,}7692\cdot10^{2}$ $a_1 = 1{,}8232\cdot10^{-1}$ $a_2 = -4{,}1456\cdot10^{-4}$	
		270	$a = 286{,}6$ $b = 2{,}1992\cdot10^{-4}$	$a_0 = 2{,}2992\cdot10^{2}$ $a_1 = 2{,}7616\cdot10^{-1}$ $a_2 = -5{,}4951\cdot10^{-4}$	

Продолжение таблицы П-В.2

1	2	3	4	5	6
НМ 710-280	$1{,}0\cdot Q_H$	312	a= 367,7 b= $1{,}8537\cdot10^{-4}$	a_0= $2{,}9528\cdot10^{2}$ a_1= $2{,}7706\cdot10^{-1}$ a_2= $-4{,}3286\cdot10^{-4}$	k_1= $2{,}3727\cdot10^{-1}$ k_2= $-1{,}6539\cdot10^{-4}$ k_3= $-1{,}6845\cdot10^{-8}$
		285	a= 315,8 b= $2{,}0330\cdot10^{-4}$	a_0= $24666\cdot10^{2}$ a_1= $2{,}5861\cdot10^{-1}$ a_2= $-4{,}4070\cdot10^{-4}$	k_1= $2{,}3727\cdot10^{-1}$ k_2= $-1{,}6539\cdot10^{-4}$ k_3= $-1{,}6845\cdot10^{-8}$
НМ 1250-260	$0{,}7\cdot Q_H$	418	a= 284,9 b= $3{,}6354\cdot10^{-5}$	a_0= $2{,}8400\cdot10^{2}$ a_1= $3{,}9881\cdot10^{-3}$ a_2= $-3{,}8988\cdot10^{-5}$	k_1= $1{,}9947\cdot10^{-1}$ k_2= $-1{,}5557\cdot10^{-4}$ k_3= $3{,}7988\cdot10^{-8}$
	$1{,}0\cdot Q_H$	460	a= 317,0 b= $3{,}7109\cdot10^{-5}$	a_0= $3{,}1554\cdot10^{2}$ a_1= $6{,}1896\cdot10^{-3}$ a_2= $-4{,}1166\cdot10^{-5}$	
		418	a= 291,9 b= $3{,}9043\cdot10^{-5}$	a_0= $2{,}9014\cdot10^{2}$ a_1= $8{,}0864\cdot10^{-3}$ a_2= $-4{,}4741\cdot10^{-5}$	k_1= $2{,}0749\cdot10^{-1}$ k_2= $-1{,}7110\cdot10^{-4}$ k_3= $4{,}5871\cdot10^{-8}$
		395	a= 268,9 b= $4{,}2540\cdot10^{-5}$	a_0= $2{,}6821\cdot10^{2}$ a_1= $3{,}1602\cdot10^{-3}$ a_2= $-4{,}4767\cdot10^{-5}$	
	$1{,}25\cdot Q_H$	450	a= 322,0 b= $2{,}1749\cdot10^{-5}$	a_0= $3{,}1824\cdot10^{2}$ a_1= $9{,}2879\cdot10^{-3}$ a_2= $-2{,}6136\cdot10^{-5}$	k_1= $1{,}6329\cdot10^{-1}$ k_2= $-1{,}1109\cdot10^{-4}$ k_3= $2{,}4529\cdot10^{-8}$
НМ 2500-230	$0{,}5\cdot Q_H$	425	a= 246,6 b= $1{,}6856\cdot10^{-5}$	a_0= $2{,}5182\cdot10^{2}$ a_1= $5{,}8357\cdot10^{-3}$ a_2= $-1{,}5357\cdot10^{-5}$	k_1= $1{,}3149\cdot10^{-1}$ k_2= $-6{,}7286\cdot10^{-5}$ k_3= $1{,}1091\cdot10^{-8}$
НМ 2500-230	$0{,}7\cdot Q_H$	405	a= 248,0 b= $7{,}3338\cdot10^{-6}$	a_0= $2{,}4992\cdot10^{2}$ a_1= $-3{,}9583\cdot10^{-3}$ a_2= $-6{,}0268\cdot10^{-6}$	k_1= $9{,}7595\cdot10^{-2}$ k_2= $-3{,}7061\cdot10^{-5}$ k_3= $4{,}6382\cdot10^{-9}$
	$1{,}0\cdot Q_H$	440	a= 279,6 b= $8{,}0256\cdot10^{-6}$	a_0= $2{,}7869\cdot10^{2}$ a_1= $1{,}9286\cdot10^{-3}$ a_2= $-8{,}6190\cdot10^{-6}$	
		405	a= 258,7 b= $8{,}5641\cdot10^{-6}$	a_0= $2{,}5698\cdot10^{2}$ a_1= $3{,}4286\cdot10^{-3}$ a_2= $-9{,}6190\cdot10^{-6}$	k_1= $9{,}5887\cdot10^{-2}$ k_2= $-3{,}5397\cdot10^{-5}$ k_3= $4{,}2678\cdot10^{-9}$
		385	a= 236,4 b= $8{,}5604\cdot10^{-6}$	a_0= $2{,}3521\cdot10^{2}$ a_1= $2{,}3571\cdot10^{-3}$ a_2= $-9{,}2857\cdot10^{-6}$	
	$1{,}25\cdot Q_H$	445	a= 279,2 b= $5{,}2985\cdot10^{-6}$	a_0= $2{,}8895\cdot10^{2}$ a_1= $-9{,}7389\cdot10^{-3}$ a_2= $-3{,}2163\cdot10^{-6}$	k_1= $8{,}0978\cdot10^{-2}$ k_2= $-3{,}1647\cdot10^{-5}$ k_3= $5{,}0303\cdot10^{-9}$

Продолжение таблицы П-В.2

1	2	3	4	5	6
НМ 3600-230	$0,5 \cdot Q_H$	450	$a = 273,4$ $b = 1,4804 \cdot 10^{-7}$	$a_0 = 2,6913 \cdot 10^2$ $a_1 = 9,9312 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,8320 \cdot 10^{-5}$	$k_1 = 9,7992 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -3,7846 \cdot 10^{-5}$ $k_3 = 4,7609 \cdot 10^{-9}$
	$0,7 \cdot Q_H$	430	$a = 282,4$ $b = 8,4221 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,9072 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,5325 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,0873 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 6,2821 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -1,1089 \cdot 10^{-5}$ $k_3 = -1,1305 \cdot 10^{-9}$
	$1,0 \cdot Q_H$	460	$a = 305,4$ $b = 5,5960 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,0336 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,9242 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,2727 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 7,3337 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -1,9788 \cdot 10^{-5}$ $k_3 = 1,6795 \cdot 10^{-9}$
		425	$a = 274,1$ $b = 5,5879 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7270 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,0424 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,0606 \cdot 10^{-6}$	
	$1,0 \cdot Q_H$	415	$a = 247,2$ $b = 5,4834 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4622 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,8017 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,9004 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 9,5887 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -3,5397 \cdot 10^{-5}$ $k_3 = 4,2678 \cdot 10^{-9}$
	$1,25 \cdot Q_H$	470	$a = 324,0$ $b = 5,2277 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,2400 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,6017 \cdot 10^{-5}$ $a_2 = -5,2251 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 5,2705 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -9,8531 \cdot 10^{-5}$ $k_3 = 5,0803 \cdot 10^{-9}$
НМ 7000-210	$0,5 \cdot Q_H$	450	$a = 245,9$ $b = 3,7674 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4861 \cdot 10^2$ $a_1 = -3,5545 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -3,0973 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 4,4764 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -7,2461 \cdot 10^{-6}$ $k_3 = 3,3341 \cdot 10^{-10}$
	$0,7 \cdot Q_H$	475	$a = 282,2$ $b = 3,0980 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,6389 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,2038 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,7641 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 3,8849 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -5,6121 \cdot 10^{-6}$ $k_3 = 2,4527 \cdot 10^{-10}$
	$1,0 \cdot Q_H$	475	$a = 295,1$ $b = 1,8752 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,0975 \cdot 10^2$ $a_1 = -6,1805 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,2500 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 2,6881 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -2,0512 \cdot 10^{-6}$ $k_3 = 3,9694 \cdot 10^{-12}$
		450	$a = 262,5$ $b = 1,8173 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7060 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,9908 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,6977 \cdot 10^{-6}$	
		430	$a = 240,9$ $b = 1,9873 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4005 \cdot 10^2$ $a_1 = -3,2576 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,9576 \cdot 10^{-6}$	
НМ 7000-210	$1,25 \cdot Q_H$	490	$a = 323,3$ $b = 1,4795 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,4510 \cdot 10^2$ $a_1 = -4,9966 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,1578 \cdot 10^{-6}$	$k_1 = 2,2780 \cdot 10^{-2}$ $k_2 = -1,6573 \cdot 10^{-6}$ $k_3 = 2,2608 \cdot 10^{-11}$

Окончание таблицы П-В.2

1	2	3	4	5	6
НМ 10000-210	$0,5 \cdot Q_H$	475/455	a=265,0 b=2,0560·10^{-6}	a_0= 2,7879·10^{2} a_1= -8,3036·10^{-3} a_2= -1,0774·10^{-6}	k_1= 3,2503·10^{-2} k_2= -4,3071·10^{-6} k_3= 1,9703·10^{-10}
	$0,7 \cdot Q_H$	506/486	a=304,8 b=2,1443·10^{-6}	a_0= 3,0444·10^{2} a_1= 7,4362·10^{-4} a_2= -2,2469·10^{-6}	k_1= 3,0975·10^{-2} k_2= -3,7765·10^{-6} k_3= 1,5515·10^{-10}
	$1,0 \cdot Q_H$	505/495	a=293,7 b=8,7817·10^{-7}	a_0= 2,5640·10^{2} a_1= 1,0411·10^{-2} a_2= -1,4960·10^{-6}	k_1= 2,2121·10^{-2} k_2= -1,8647·10^{-6} k_3= 5,2552·10^{-11}
		485/475	a=280,1 b=8,7549·10^{-7}	a_0= 2,4768·10^{2} a_1= 8,2500·10^{-3} a_2= -1,3651·10^{-6}	
		470/460	a=264,5 b=8,6302·10^{-7}	a_0= 2,2631·10^{2} a_1= 9,7429·10^{-3} a_2= -1,4412·10^{-6}	
	$1,25 \cdot Q_H$	530	a=364,5 b=9,4947·10^{-7}	a_0= 3,5283·10^{2} a_1= 3,0036·10^{-3} a_2= -1,1231·10^{-6}	k_1= 1,9670·10^{-2} k_2= -1,3109·10^{-6} k_3= 2,3467·10^{-11}
		520	a=358,5 b=9,6470·10^{-7}	a_0= 3,3160·10^{2} a_1= 4,4270·10^{-3} a_2= -1,2223·10^{-6}	
		515	a=345,1 b=9,9839·10^{-7}	a_0= 3,2381·10^{2} a_1= 4,8780·10^{-3} a_2= -1,2617·10^{-6}	