

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт транспорта
Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

**Особенности проектирования насосных и компрессорных станций от
условий эксплуатации**

*Методические указания по курсовому проектированию
для студентов направления **21.04.01 Нефтегазовое дело**
всех профилей и форм обучения
Часть 2*

*Составители: **А.А. Венгеров**
К.С. Воронин
А.С. Бачеригов
Р.А. Трящин*

Тюмень
2016

Особенности проектирования насосных и компрессорных станций от условий эксплуатации: Методические указания по курсовому проектированию для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело всех профилей и всех форм обучения/сост. А.А. Венгеров, К.С. Воронин, А.С. Бачериков, Р.А. Трясцин; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2015.– 24 с.

Аннотация

Методические указания по курсовому проектированию по дисциплине «Особенности проектирования насосных и компрессорных станций от условий эксплуатации» для студентов всех профилей и форм обучения направления 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Настоящие методические указания представляют собой систему теоретических материалов, требований, форм контроля, критериев оценки и рекомендаций по курсовому проектированию по дисциплине «Особенности проектирования насосных и компрессорных станций от условий эксплуатации». Приведенные в методических указаниях рекомендации обеспечивают студента теоретической базой и помогают сформировать практические навыки необходимые для успешного усвоения материала дисциплины и выполнения курсового проекта.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	356	355
свыше 250 до 500	<u>356</u>	<u>353</u>
свыше 500 до 700	355	351
свыше 700	<u>354</u>	<u>351</u>
	352	349
	<u>352</u>	<u>349</u>
	350	345

Примечание: Числитель - для нормальных условий; знаменатель - для осложненных условий (не менее 30% горных и заболоченных участков)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Коэффициент резерва пропускной способности магистральных нефтепроводов $K_{\pi} / I /$

Вид нефтепровода	K_{π}
Трубопроводы, идущие параллельно с другими нефтепроводами и образующие систему	1,05
Одноточные нефтепроводы, подающие нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов	1,10
Одноточные нефтепроводы, по которым нефть от системы нефтепроводов подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также одноточные нефтепроводы, соединяющие системы	1,07

Группы нефтепродуктов, допустимых к последовательной перекачке по одному трубопроводу

Группа	Входящие в группу нефтепродукты
	Топлива
1	Автобензины неэтилированные, керосин тракторный.
2	Керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, соляровое масло.
3	Топливо для тихоходных дизелей, мазуты.
4	Топливо для реактивных двигателей.
5	Бензины авиационные этилированные.
6	То же неэтилированные.
7	Бензины автомобильные этилированные.
	Масла
1	Авиационные (МС – 14, МС – 20, МК – 22), дизельные (МТ – 14 Л, МТ – 16 И), компрессорное 19.
2	Трансформаторные, турбинные.
3	Индустриальные (12, 20, 50), веретенное АУ.
5	Для высокоскоростных механизмов (Л, Т), индустриальные (30, 45), автотракторные (АСП – 6, АКЗ – П – 6). Индустриальные 30В, 45В; веретенные дистилляты, машинные дистилляты.
	Масла
6	Дизельные Д _п – 8, Д – 11, Д _п – 11, Д _п – 14; автотракторное АК – 15, компрессорное 12.
7	Автотракторные АКЗ _а – 10, АК _и – 10, цилиндрическое 11, моторное.
8	Цилиндровые 24, 38, 52.
9	Трансмиссионные (З, Л), Тап – 15, Тап – 10, осевые

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Скорость движения нефтепродуктов по трубопроводам / 19 /

Вязкость, $\times 10^{-4}$ м ² /с	Рекомендуемая скорость, м/с	
	линия всасывания	линия нагнетания
0,010÷0,115	1,5	2,5
0,115÷0,277	1,3	2,0
0,277÷0,725	1,2	1,5
0,725÷1,459	1,1	1,2
1,459÷4,385	1,0	1,1
4,385÷8,772	0,8	1,0

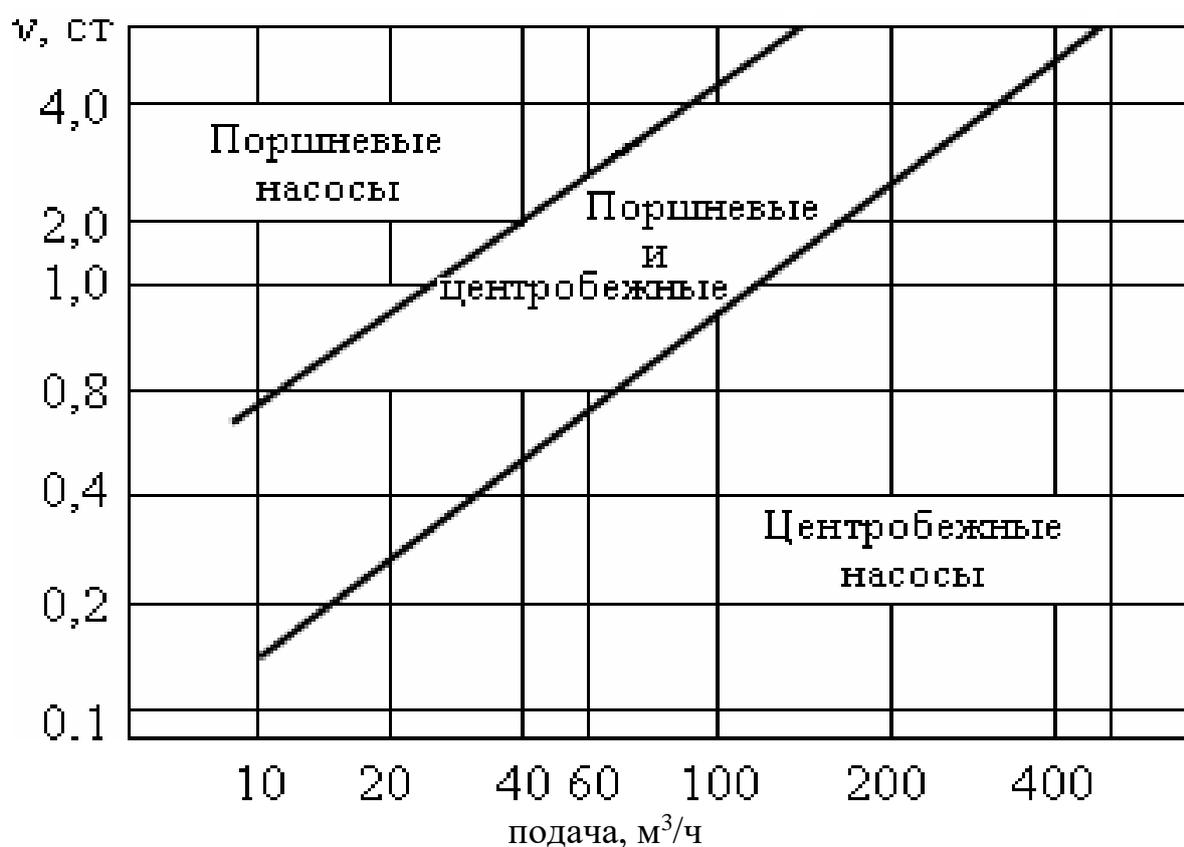
Примечание:

1. Для бензинов-растворителей предусматриваются отдельные трубопроводы.
2. При малом грузообороте и малом количестве сортов в группах допускается перекачивать по одному трубопроводу (при его опорожнении) масел 3-й и 4-й групп, масел 6-й и 7-й групп.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Параметры магистральных нефтепроводов / I /

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8	90 – 100
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3	75 – 85
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4	67 – 75
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4	55 – 65
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4	55 – 65
4 – 9	530	5,3 – 6,1	54 – 62
7 – 13	630	5,1 – 5,5	52 – 56
11 – 19	720	5,6 – 6,1	58 – 62
15 – 27	820	5,5 – 5,9	56 – 60
23 – 50	1020	5,3 – 5,9	54 – 60
41 – 78	1220	5,1 – 5,5	52 – 56



Примечание: 1. Поршневые насосы применяются на нефтебазах для зачистки резервуаров.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

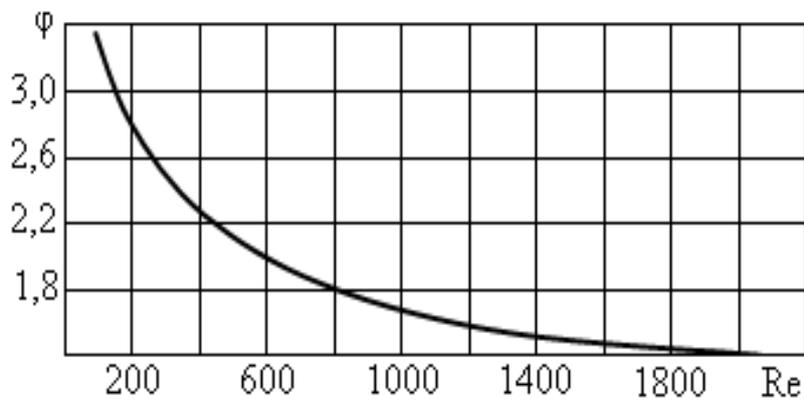
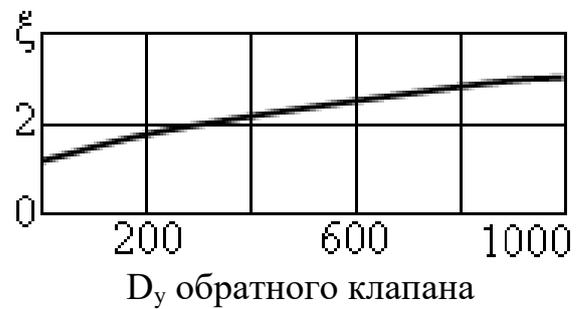
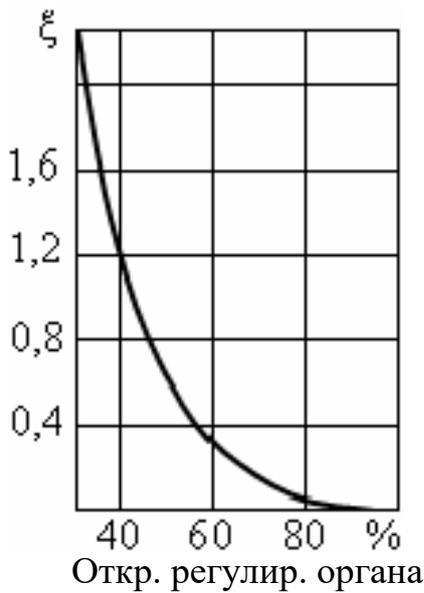
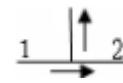
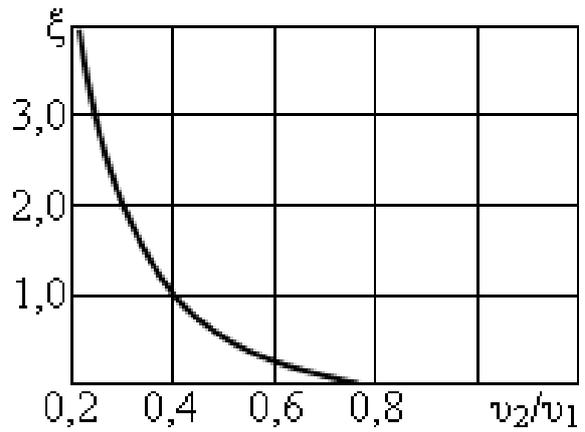
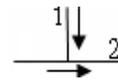
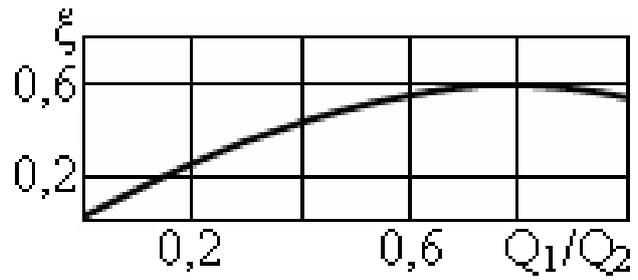
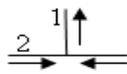
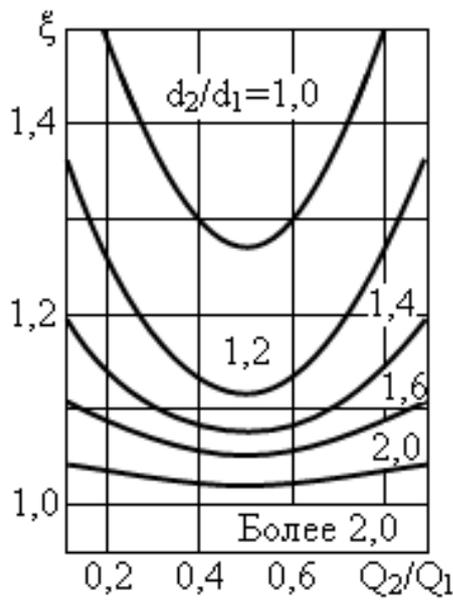
Выписка из прејскуранта № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемые энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации"

Энергоснабжающая организация	Основная плата за 1 кВт установленной мощности	Дополнительная плата за 1 кВт. ч P_2 , коп
1. Мосэнерго	36	1,0
2. Горэнерго	36	1,0
3. Татэнерго	36	0,9
4. Куйбышевэнерго	36	0,9
5. Пензаэнерго	39	1,2
6. Севкавказэнерго	36	1,0
7. Саратовэнерго	36	0,9
8. Иркутскэнерго	30	0,25
9. Волгоградэнерго	36	0,9
10. Красноярскэнерго	33	0,25
11. Омскэнерго	36	0,5
12. Томскэнерго	36	1,0
13. Башкирэнерго	36	0,9
14. Свердловскэнерго	36	0,9
15. Челябинэнерго	36	0,9
16. Ленэнерго	36	1,0
17. Комиэнерго	45	1,5
18. Смоленскэнерго	42	1,5
19. Ростовэнерго	42	1,5
20. Донбасэнерго	36	1,0
21. Тюменьэнерго	39	1,1

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

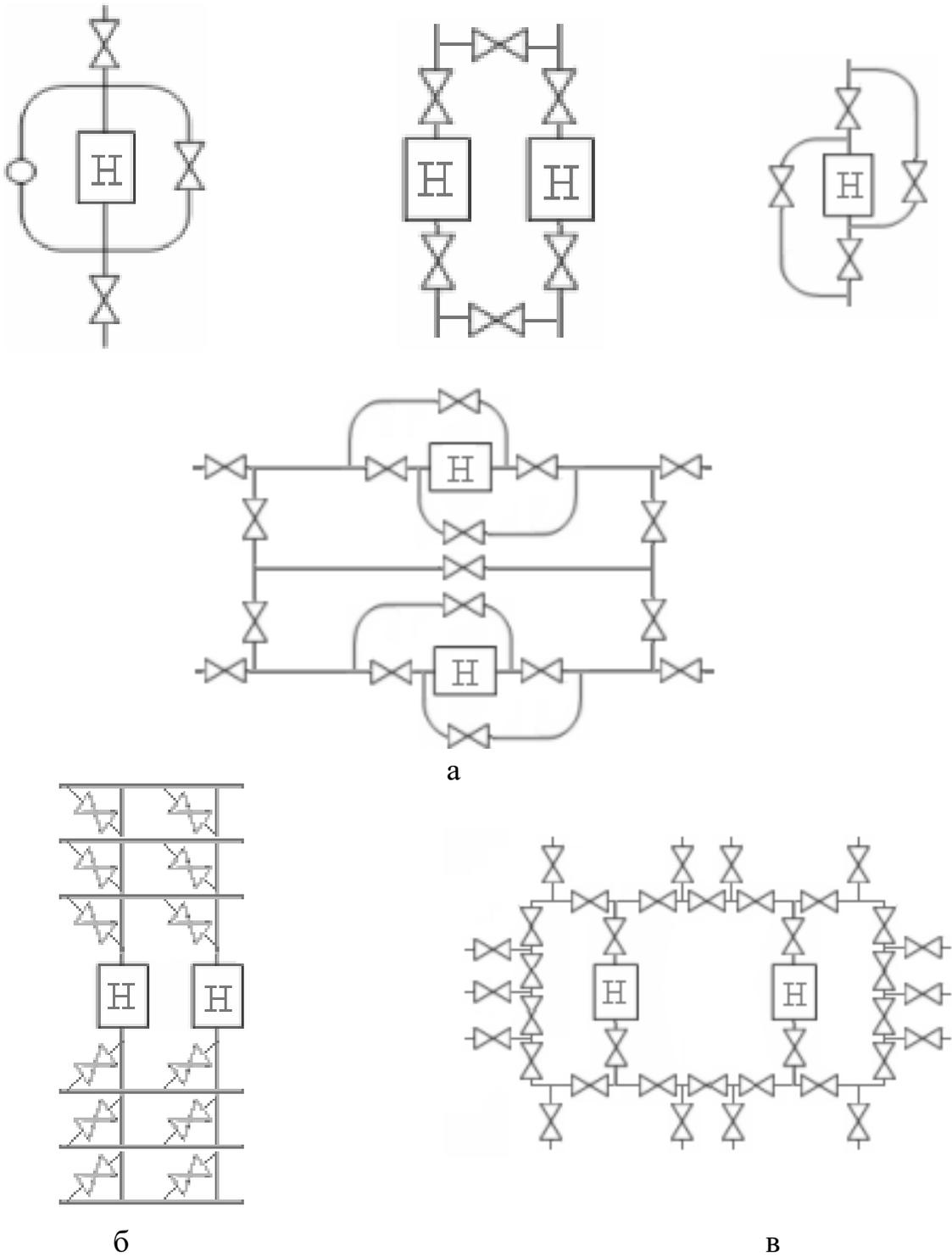
Местное сопротивление	Схема	ξ
Выход из резервуара	-	0,50
Выход из резервуара через хлопушку	-	0,85
Отвод крутоизогнутый под 90°	-	0,35
То же, 60°	-	0,25
То же, 45°	-	0,15
Диффузор		0,20
Конфузор		0,10
Тройник с поворотом		1,20
То же		п.9
Тройник		п.9
То же		п.9
Задвижка открытая	-	0,15
То же, прикрытая	-	п.9
Вентиль	-	3,50
Кран	-	0,10
Обратный клапан	-	п.9
Фильтр односетчатый для светлых нефтепродуктов	-	1,50
То же, для нефтей	-	2,00
То же, для темных нефтепродуктов	-	3,00

ПРИЛОЖЕНИЕ 9



Поправка φ к ξ для ламинарного режима

Технологические схемы НС нефтебаз



а – переключение на приемно-выкидных линиях
 б – переключение на магистральных приемно-выкидных линиях
 в – соединение кольцевое

Тип	Р _у *, МПа	D _у , мм	Рабочие характеристики			Характеристика задвижки
			Исполнение	t _{раб} , °С	Р _{раб} , МПа	
ЗКЛ 2 – 16 ГОСТ 10194 – 69	1,6	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600	А	425	0,90	С ручным приводом, фланцевые
			Б	450	0,67	
			В	530	0,50	
			Г	600	0,75	
ЗКЛПЭ – 16 ГОСТ 10194 – 69	1,6	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 600, 800, 1000	А	425	0,90	С электроприводом, фланцевые
			Б	450	0,67	
ЗКЛ 2 – 40 ГОСТ 5762 – 65	4,0	50, 80, 100, 150, 200, 300	В	530	0,50	С ручным приводом, фланцевые
			Г	600	0,75	
			И	450	1,70	
ЗКЛПЭ – 40 ГОСТ 5762 – 65	4,0	50, 80, 100, 150, 300, 500	II	550	1,00	С электроприводом, фланцевые
			III	600	1,90	
ЗКЛПЭ – 75 ГОСТ 5762 – 65	7,5	350, 500, 600, 700, 1000	I	450	1,70	С электроприводом, под сварку
			II	600	1,90	
			–	90	7,50	

Задвижки для нефти и нефтепродуктов

Примечание * для "холодных" нефтепродуктов с t_p ≤ 80 °С Р_у=Р_p

Клапаны обратные поворотные для нефти и нефтепродуктов

Тип	P_y , МПа	Диаметр условный D_y , мм	Присоединение к трубопроводу
КОП – 16	1,6	50, 80, 100, 150, 200, 300, 350, 400, 500	фланцевые
КОП – 40	4,0	50, 80, 100, 150, 200	фланцевые
КОП – 64	6,4	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350	фланцевые
КОП – 75	7,5	600	сварка
ЦКБА	6,4	600	фланцевые
Клапан Мышегского завода	6,4	500, 700	сварка
Клапан ² обратный с демпфером	6,4	150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200	сварка

Примечание: 1. Для нефти и нефтепродуктов с температурой до 200 °С $P_y = P_p$
 2. Использовать только при выполнении учебных заданий (кроме $D_y = 1000$ мм)

Предохранительные клапаны полноподъемные, пружинные, фланцевые

ППК 4 - 16, $t_p \leq 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_p \leq 1,6 \text{ МПа}$		
Параметр	P_y , МПа	Условный диаметр D_y , мм
Входной патрубок	1,6	50 80 100 150
Выходной патрубок	0,6	80 100 125 200
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	–	23 41 65 150
СППК 4 - 16, $t_p \leq 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_p \leq 1,6 \text{ МПа}$		
Параметр	P_y , МПа	Условный диаметр D_y , мм
Входной патрубок	1,6	50 80 100 150
Выходной патрубок	0,6	80 100 125 200
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	–	23 41 65 150
ППК 4 - 40, $t_p \leq 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_p \leq 4,0 \text{ МПа}$		
Параметр	P_y , МПа	Условный диаметр D_y , мм
Входной патрубок	4,0	50 80 100 150
Выходной патрубок	1,6	80 100 125 200
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	–	23 41 65 150
СППК 4 - 40, $t_p \leq 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_p \leq 4,0 \text{ МПа}$		
Параметр	P_y , МПа	Условный диаметр D_y , мм
Входной патрубок	4,0	50 80 100 150
Выходной патрубок	1,6	80 100 125 200
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	–	23 41 65 150
СППК 4 – 64, $t_p \leq 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_p \leq 6,4 \text{ МПа}$		
Параметр	P_y , МПа	Условный диаметр D_y , мм
Входной патрубок	6,4	50 80 100
Выходной патрубок	4,0	80 100 125
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	–	23 41 65

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Обобщенные типоразмеры регулирующих устройств

Тип регул. устройства	Допустимый перепад давления $\Delta P_{\text{доп}}$, МПа	Условная пропускная способность K_v ($\text{м}^3/\text{ч}$) в зависимости от условного диаметра D_y (мм)			
		100	150	200	250
Регулятор давления	4	160	400	630	1000
Регулирующая заслонка	2	500	1000	1600	2700
		300	400	500	600
Регулятор давления	4	1600	2500	4000	7500
Регулирующая заслонка	2	5500	9000	15000	25000

Примечание: 1. Требуемое рабочее давление регулирующих устройств находится согласно п. 3.3.3.

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Номенклатура счетчиков "турбоквант"

Тип	Условный диаметр D_y , мм	Рабочий диапазон по расходу, $\text{м}^3/\text{ч}$	
		максимальный расход	минимальный расход
6931	100	270	27
6932	150	550	55
6933	200	1100	110
6934	250	1900	190
6935	300	2700	270
6936	400	4000	400

ПРИЛОЖЕНИЕ 16

Характеристики некоторых трубных сталей

Марка стали	Временные сопротивления разрыву, $\text{Н}/\text{м}^2$	Предел текучести, $\text{Н}/\text{м}^2$
17 Г1С	$52 \cdot 10^7$	$36 \cdot 10^7$
14 ХГС	$50 \cdot 10^7$	$35 \cdot 10^7$
10 Г2С1	—	—

Сортамент труб и экономические показатели трубопроводов

Труба D = 426 мм из стали 10 Г2С1									
Толщина стенки, мм	5	6	7	8	9	10	11	12	
К, тыс.руб/км	32,43	39,54	46,13	52,72	59,25	65,84	72,47	79,02	
Э, тыс.руб/год.км	1,81	2,07	2,34	2,60	2,86	3,12	3,39	3,65	
Труба D = 530 мм из стали 14 ХГС									
Толщина стенки, мм	5	6	7	8	9	10	11	12	
К, тыс.руб/км	40,95	49,14	57,33	65,52	73,71	81,6	93,15	98,28	
Э, тыс.руб/год.км	2,13	2,45	2,78	3,11	3,43	3,75	4,10	4,42	
Труба D = 720 мм из стали 14 ХГС									
Толщина стенки, мм	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К, тыс. руб/км	64,08	74,76	85,44	96,12	106,80	117,48	128,16	138,8	149,5
Э, тыс. руб/год.км	3,06	3,48	3,91	4,34	4,76	5,19	5,62	6,04	6,47
Труба D = 820 мм из стали 17 Г1С									
Толщина стенки, мм	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К, тыс. руб/км	81,96	95,62	109,28	122,9	136,6	150,2	163,9	177,3	191,2
Э, тыс. руб/год.км	3,76	4,31	4,86	5,41	5,96	6,50	7,04	7,58	8,14
Труба D = 1020 мм из стали 14 ХГС									
Толщина стенки, мм	8	9	10	11	12	13	14	15	
К, тыс. руб/км	95,7	107,6	119,6	131,5	143,5	155,5	167,4	179,4	
Э, тыс. руб/год.км	4,31	4,79	5,33	5,75	6,23	6,71	7,19	7,66	
Труба D = 1220 мм из стали 17 Г1С									
Толщина стенки, мм	10	11	12	13	14	15	16		
К, тыс. руб/км	120,7	132,7	144,8	156,9	168,9	181,0	193,12		
Э, тыс. руб/год.км	5,32	5,80	6,28	6,77	7,25	7,73	8,21		
Толщина стенки, мм	17	18	19	20	21	22	23		
К, тыс. руб/км	205,2	217,3	229,3	241,4	253,5	265,5	277,6		
Э, тыс. руб/год.км	8,70	9,18	9,66	10,14	10,63	11,11	11,59		

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

Коэффициент использования емкости / I /

Тип резервуара	Значение коэффициента
Вертикальный металлический 5 – 10 тыс. м ³ без понтона	0,76
То же, с понтоном	0,72
Вертикальный металлический 20 – 50 тыс. м ³ с понтоном	0,79
То же, с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10 – 50 тыс. м ³	0,72

ПРИЛОЖЕНИЕ 19

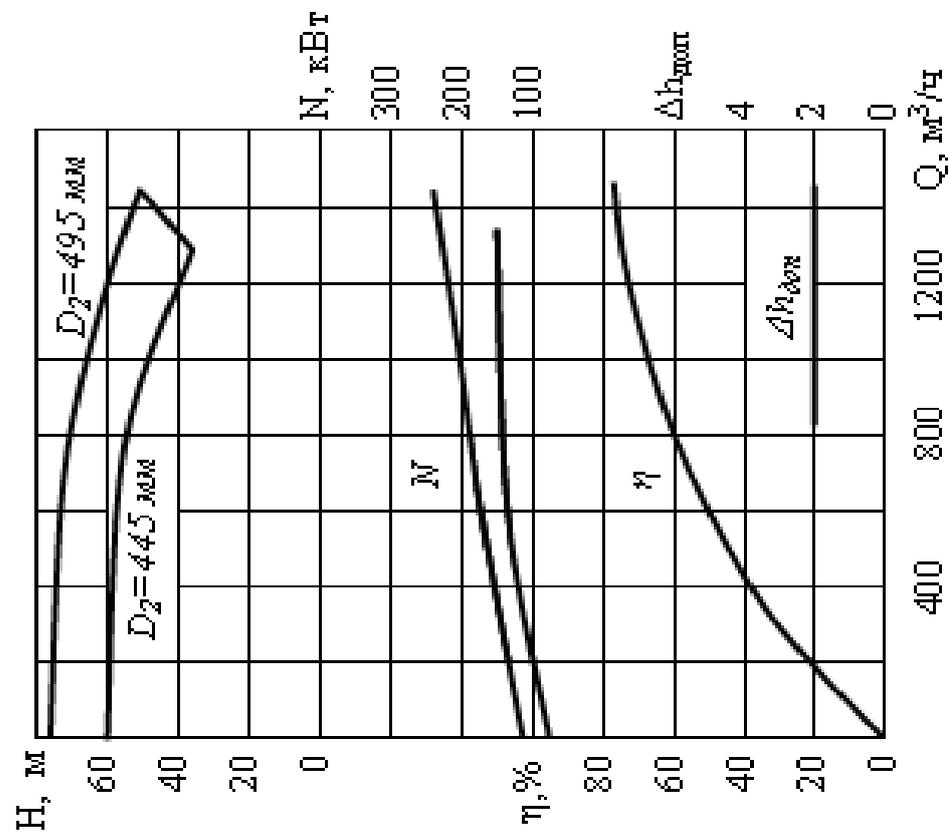
Основные геометрические размеры насосов

Марка насоса	Рабочее колесо		Диаметр входного патрубка *, мм
	D ₂ , мм	b ₂ , мм	
Основные магистральные насосы			
НМ 125 – 550	264	16	150
НМ 360 – 460	300	24	200
НМ 500 – 300	300	28	250
НМ 1250 – 260	440	26	300
	418	26	
НМ 2500 – 230	430	36	400
	405	38	
	425	26	
НМ 3600 – 230	450	41	500
	430	43	
	450	29	
НМ 5000 – 210	450	69	700
	430	72	
	460	28	
НМ 7000 – 210	465	61	800
	475	49	
	450	52	
НМ 10000 – 210	475	66	1000
	496	57	
	465	58	
Подпорные насосы*			
НПВ 1250 – 60	495	23	300
НПВ 2500 – 80	530	29	400
НПВ 3600 – 90	610	30	500
НПВ 5000 – 120	640	48	700

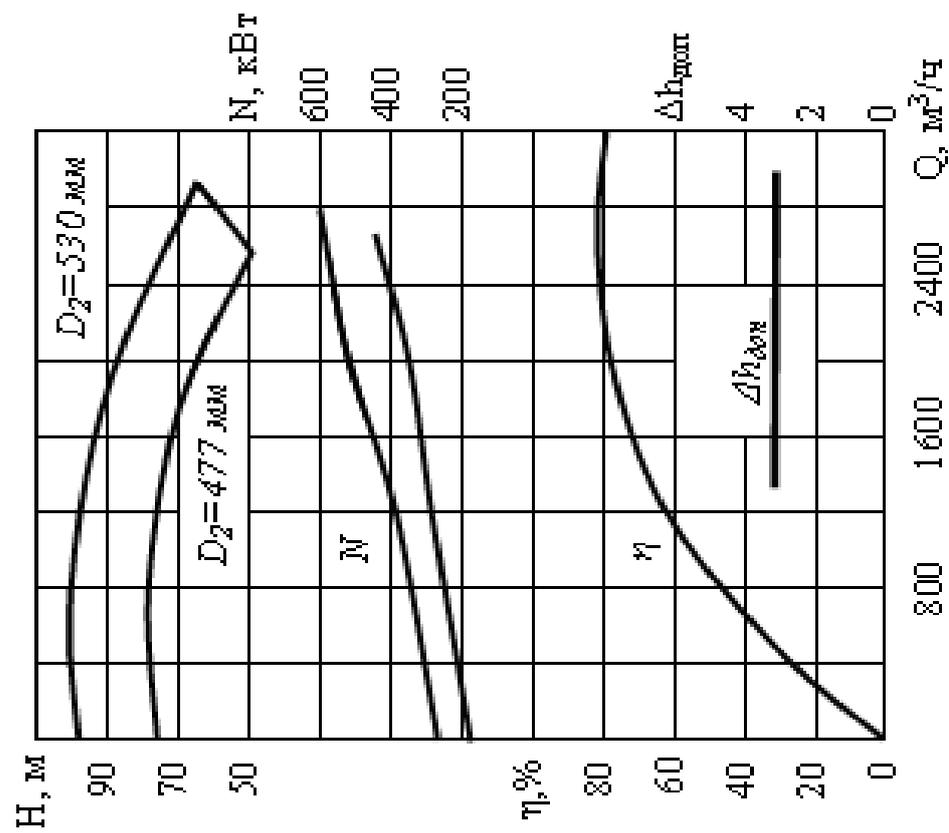
*Данные ориентировочные

Характеристики подпорных насосов (вода 20 °С, $n = 1480$ об/мин)

НПВ 1250 – 60

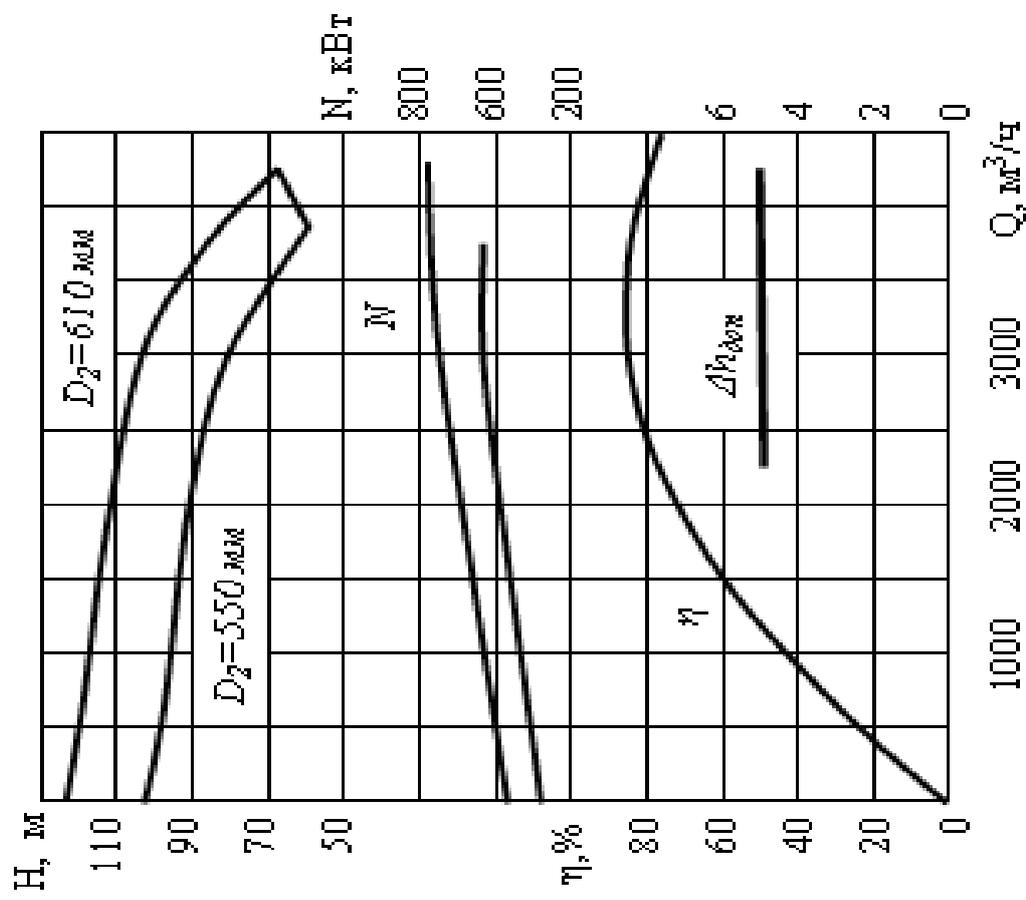


НПВ 2500 – 80

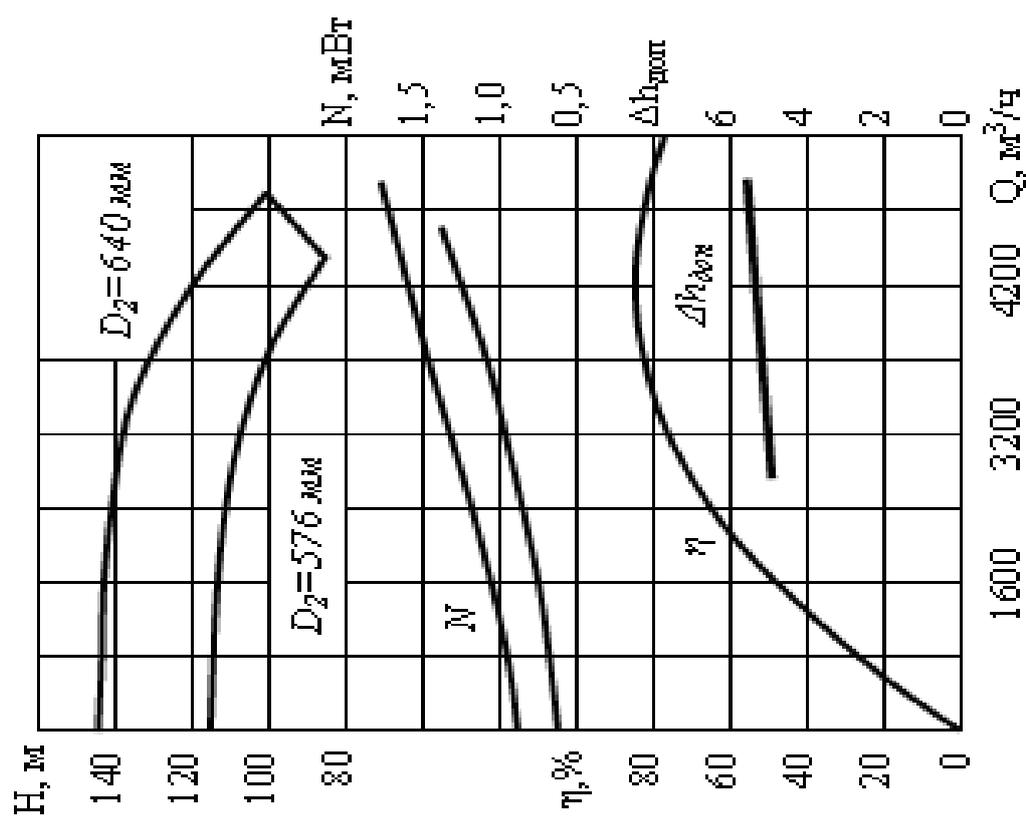


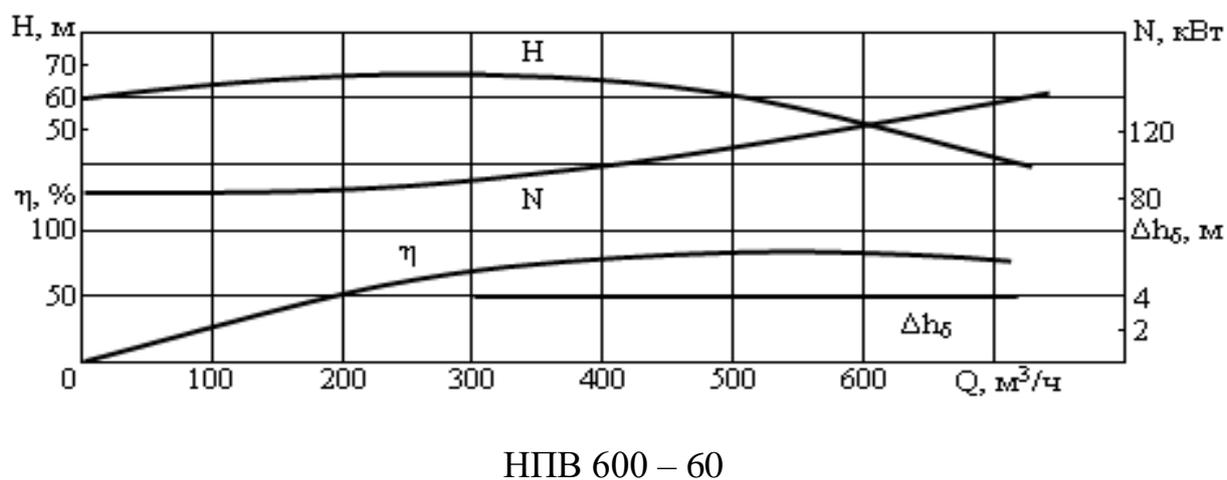
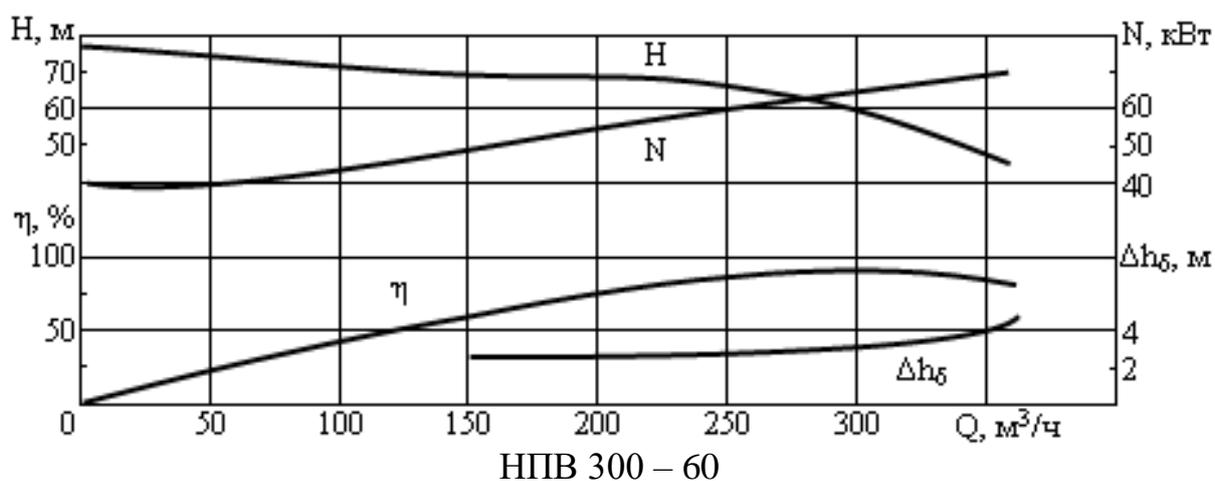
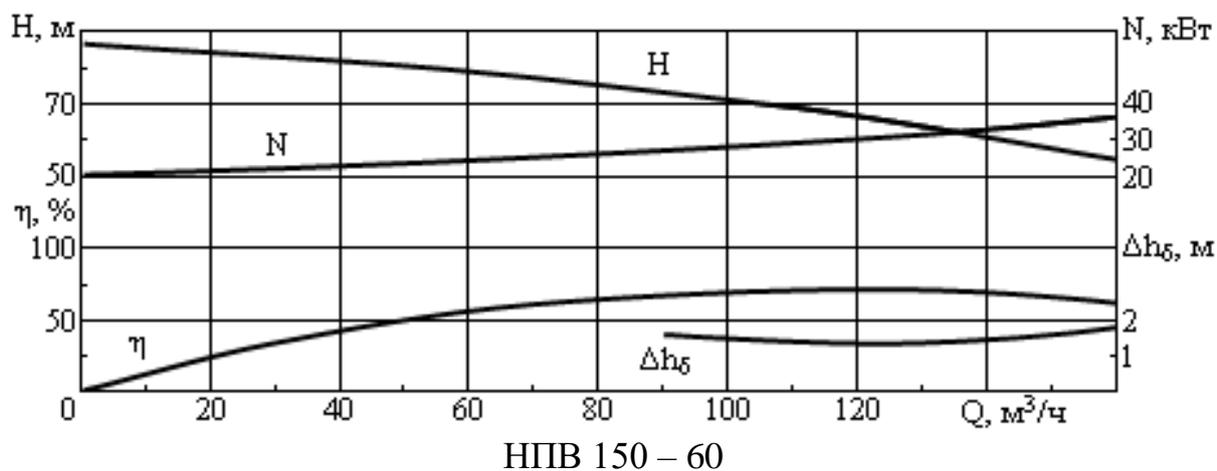
Продолжение приложения 20

НПВ 3600 – 90



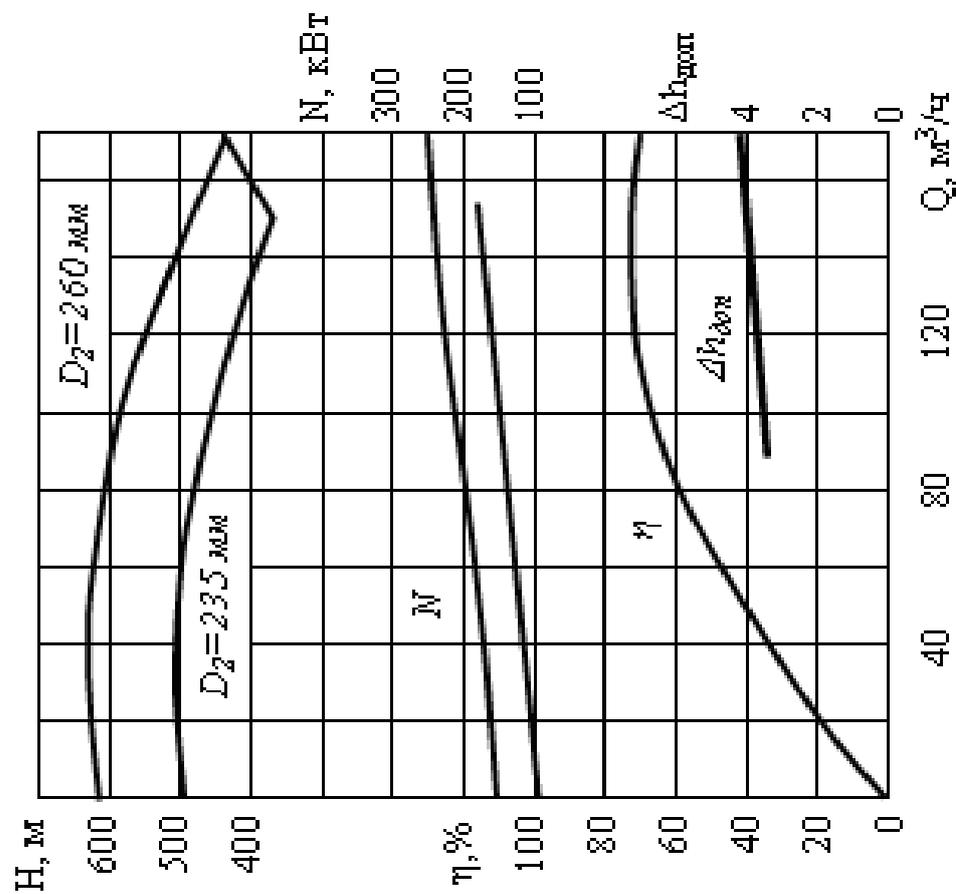
НПВ 5000 – 120



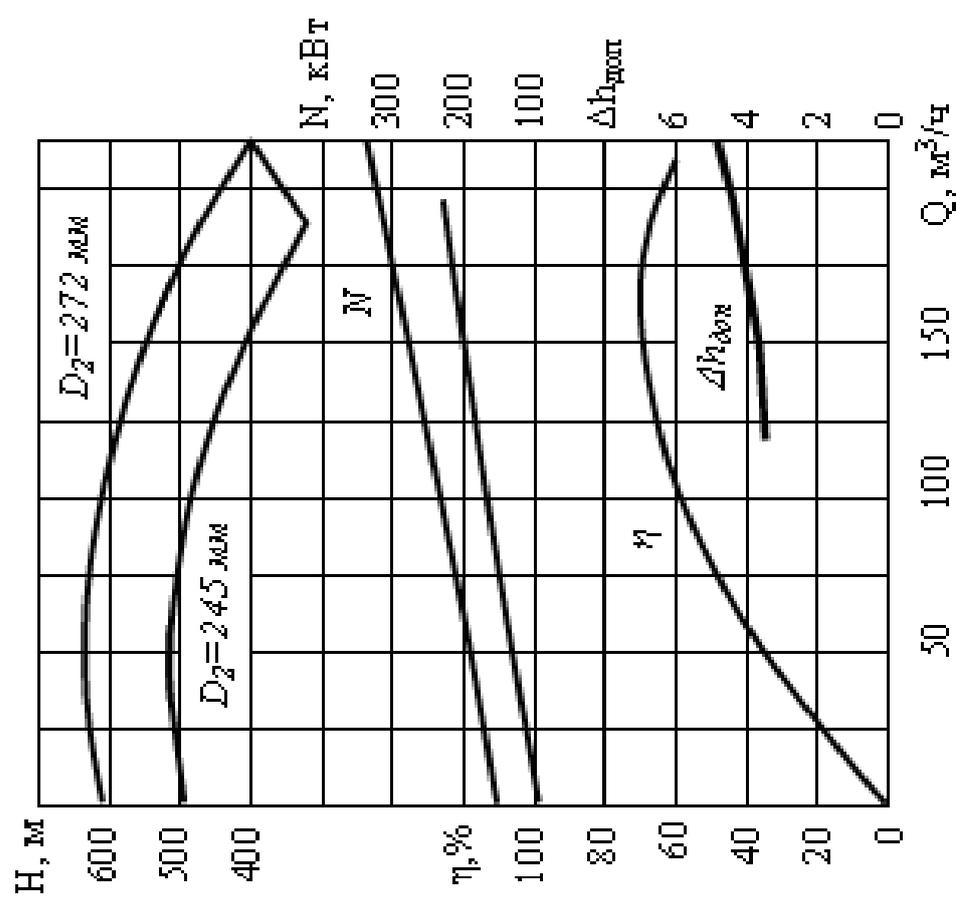


Характеристики магистральных насосов (вода 20 °С, $n = 3000$ об/мин)

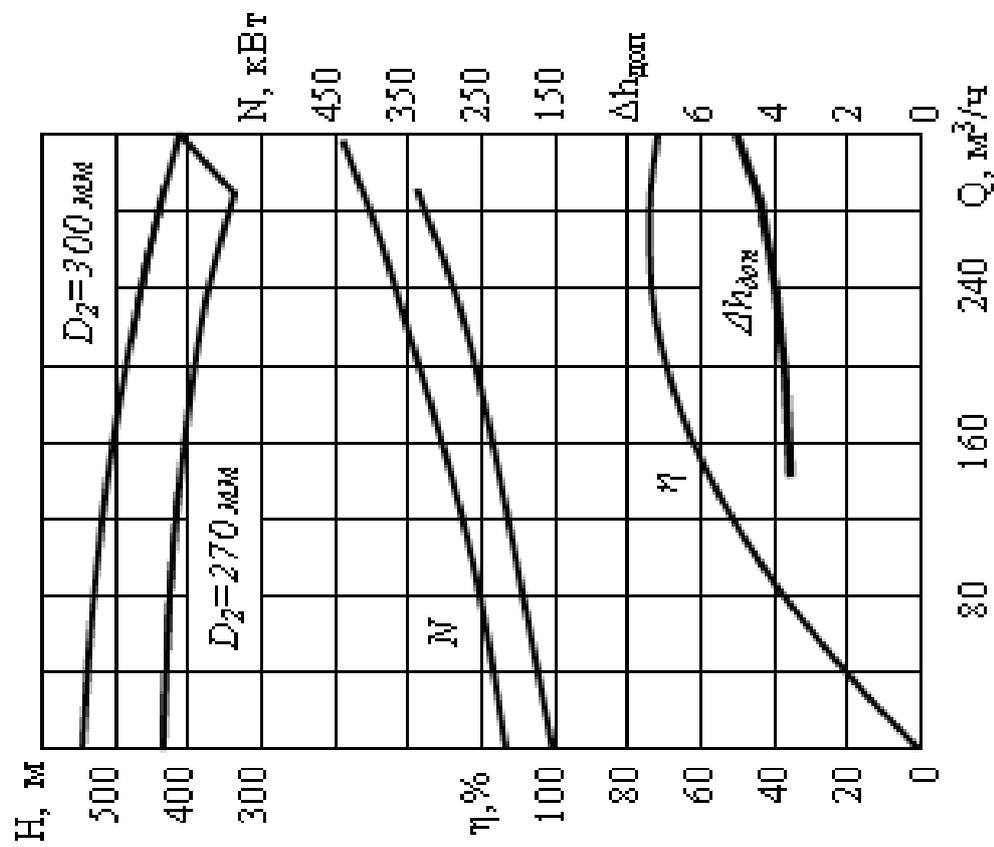
НМ 125 – 550



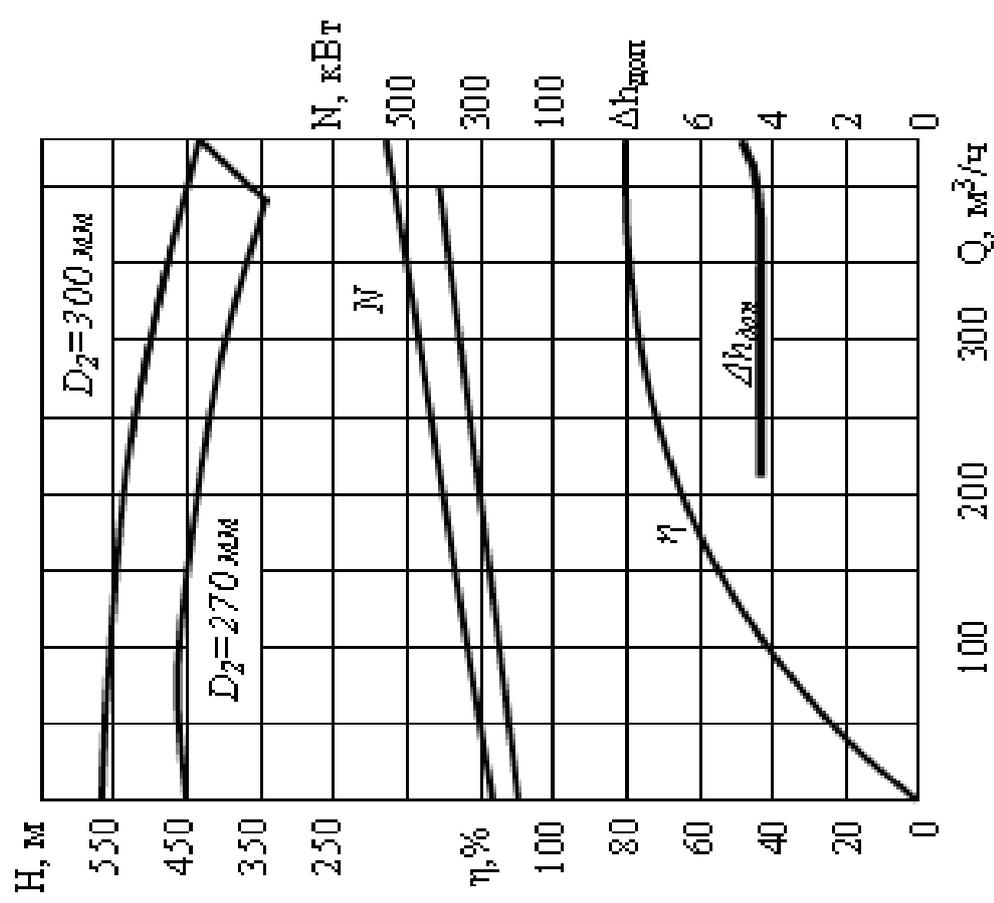
НМ 180 – 500



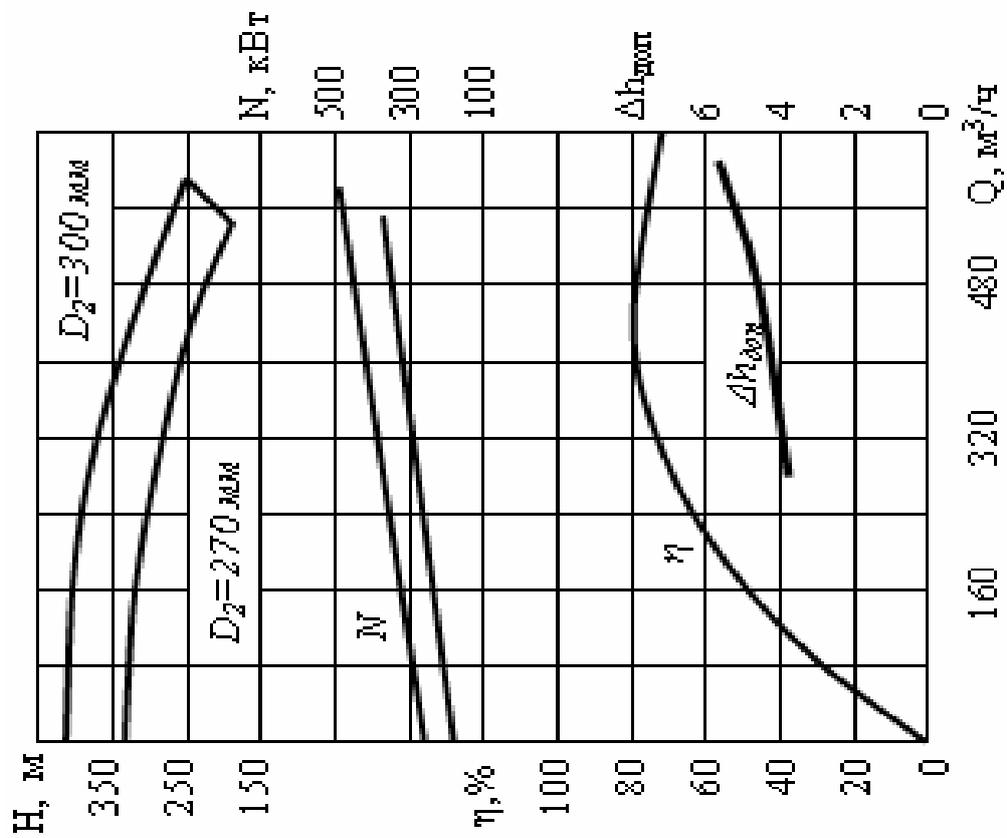
НМ 250 – 475



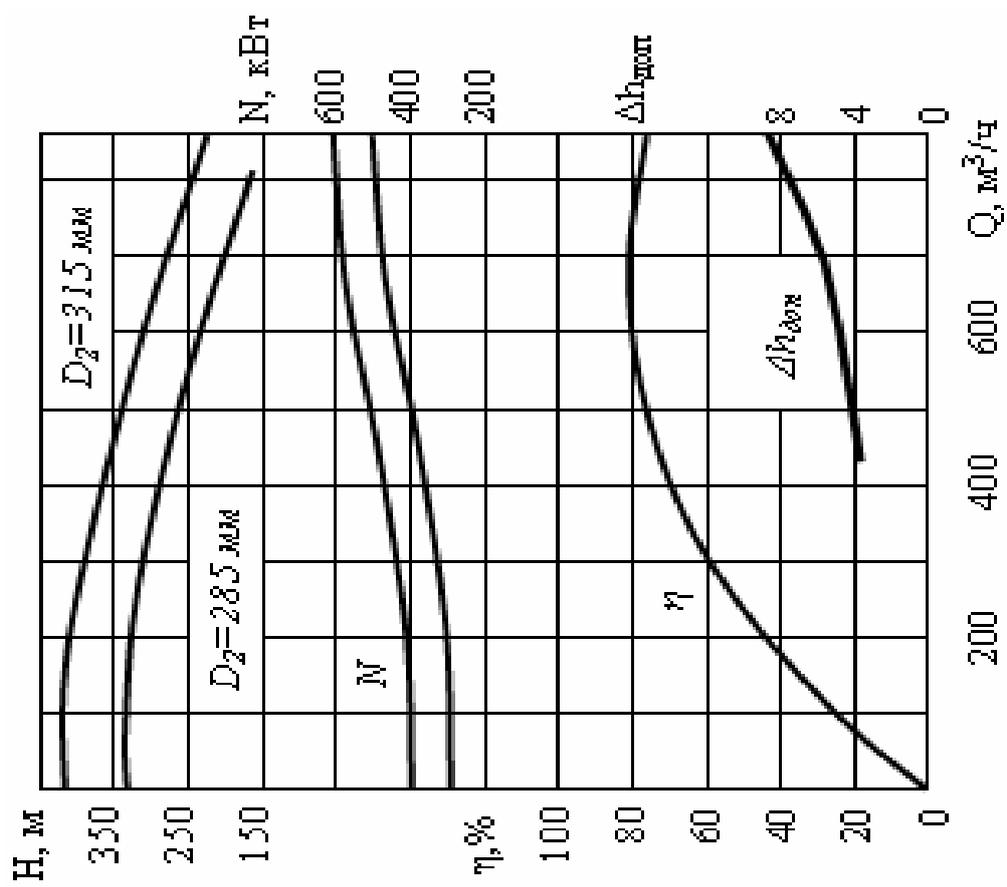
НМ 360 – 460



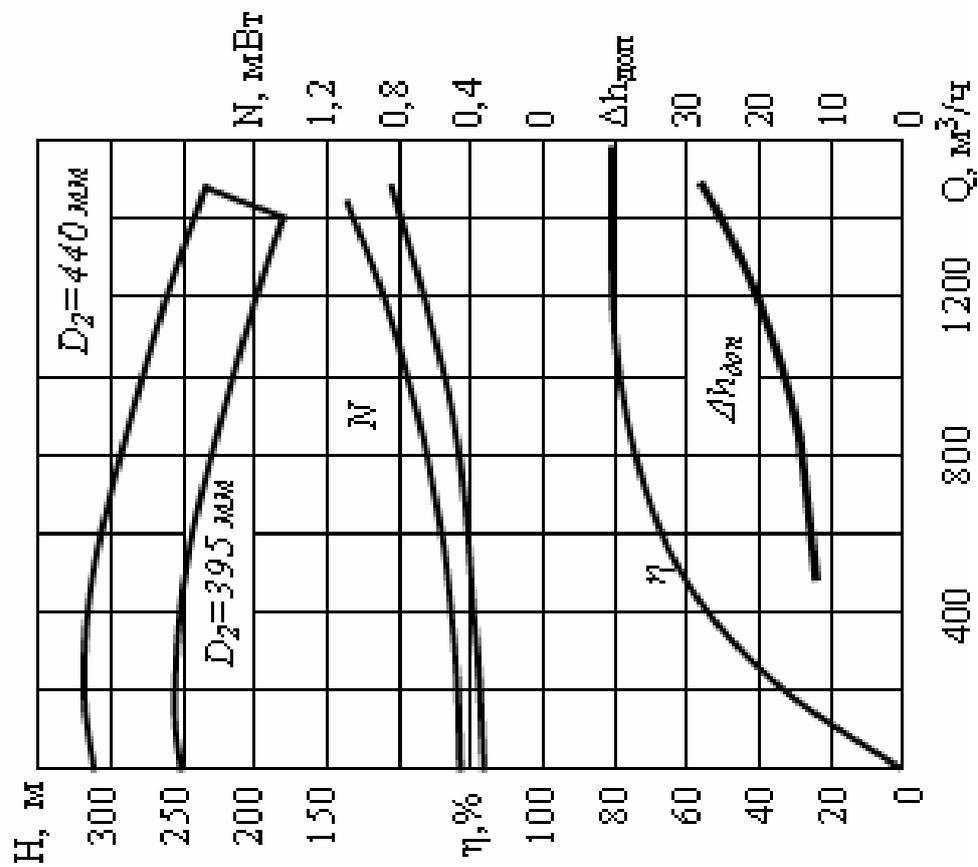
НМ 500 – 300



НМ 710 – 280

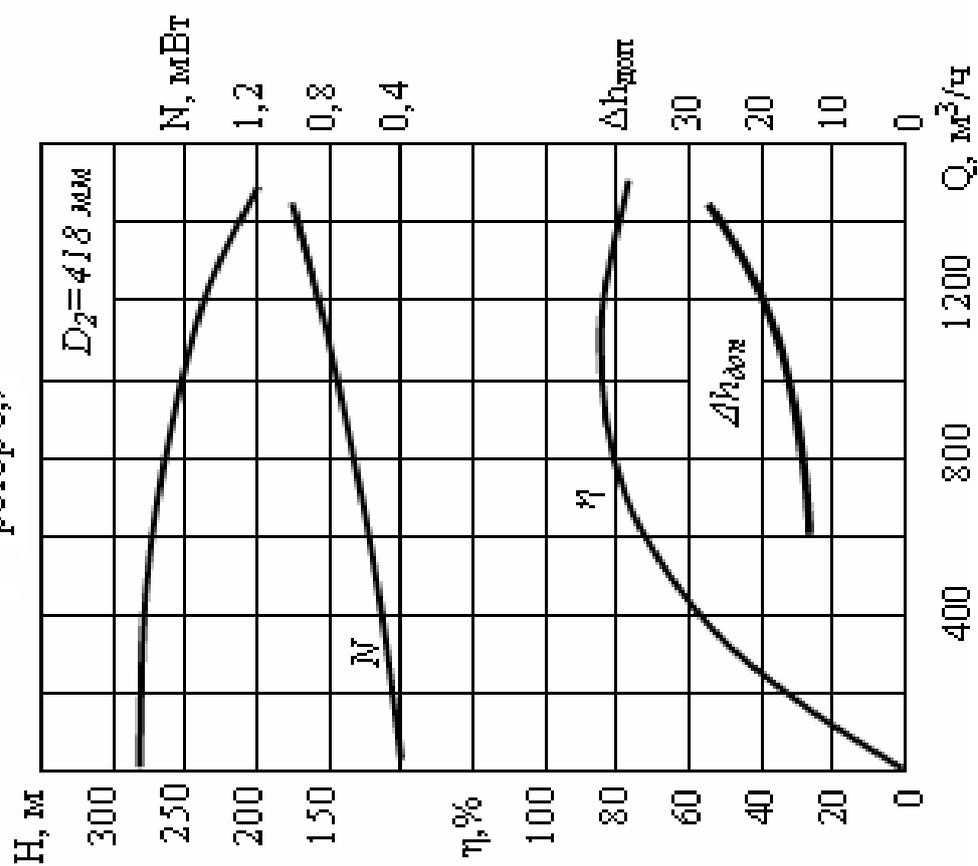


HМ 1250 – 260

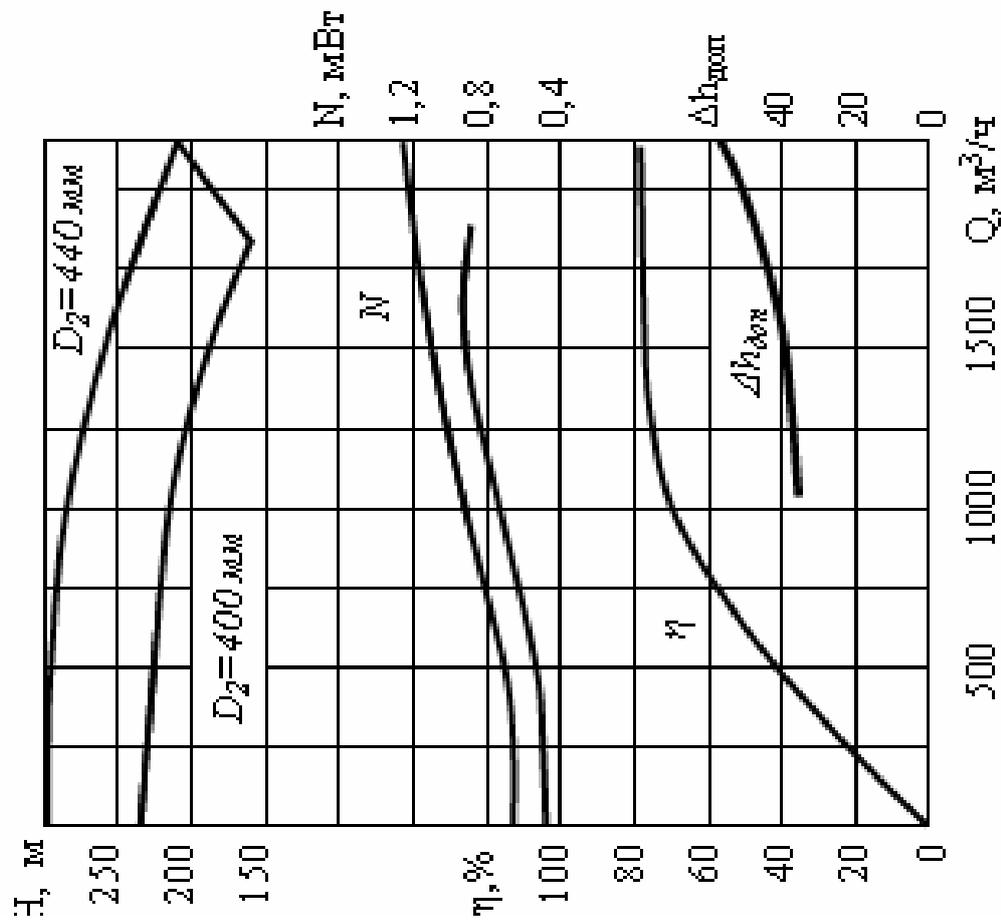


HМ 1250 – 260

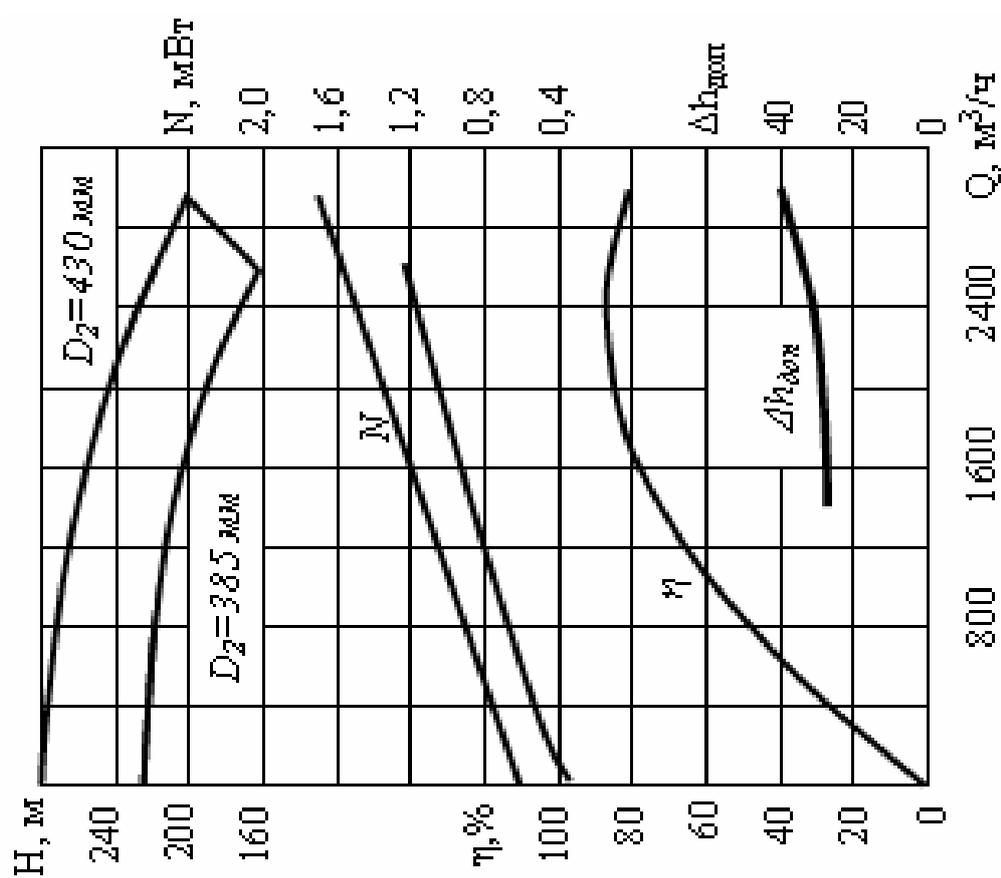
ротор 0,7



НМ 1800 – 240

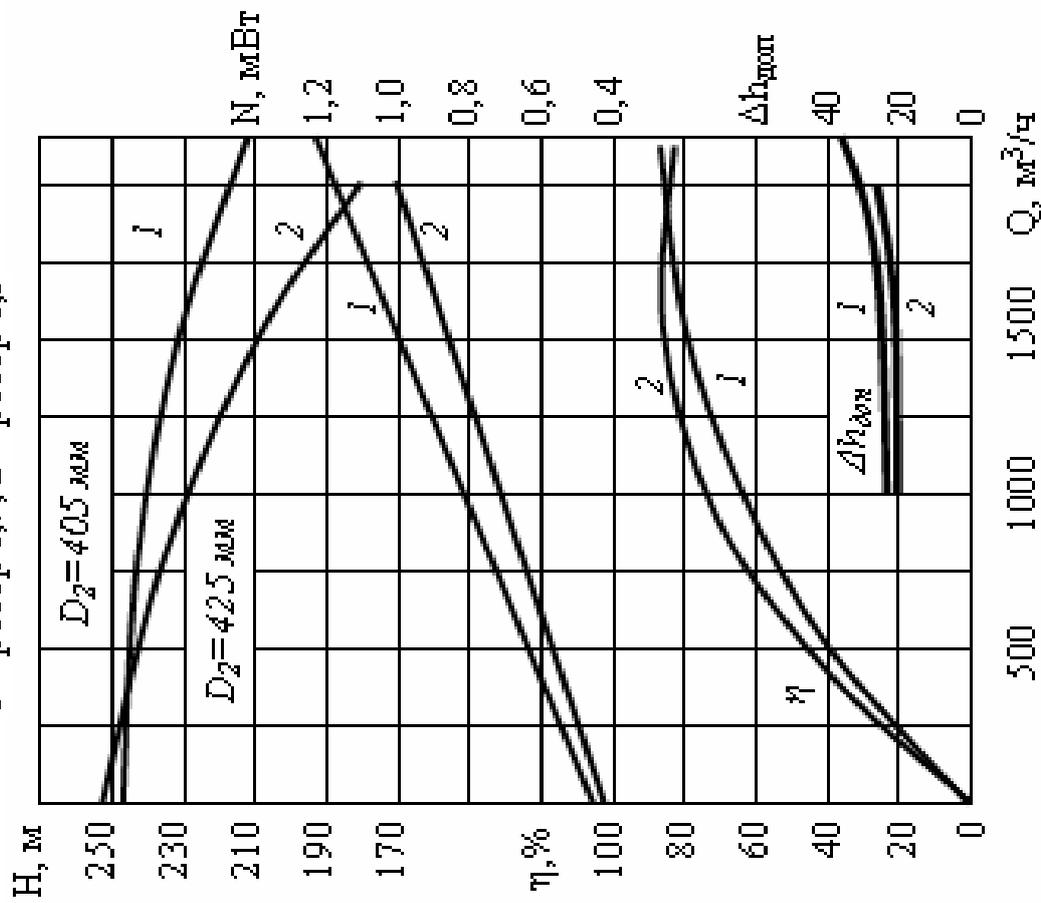


НМ 2500 – 230

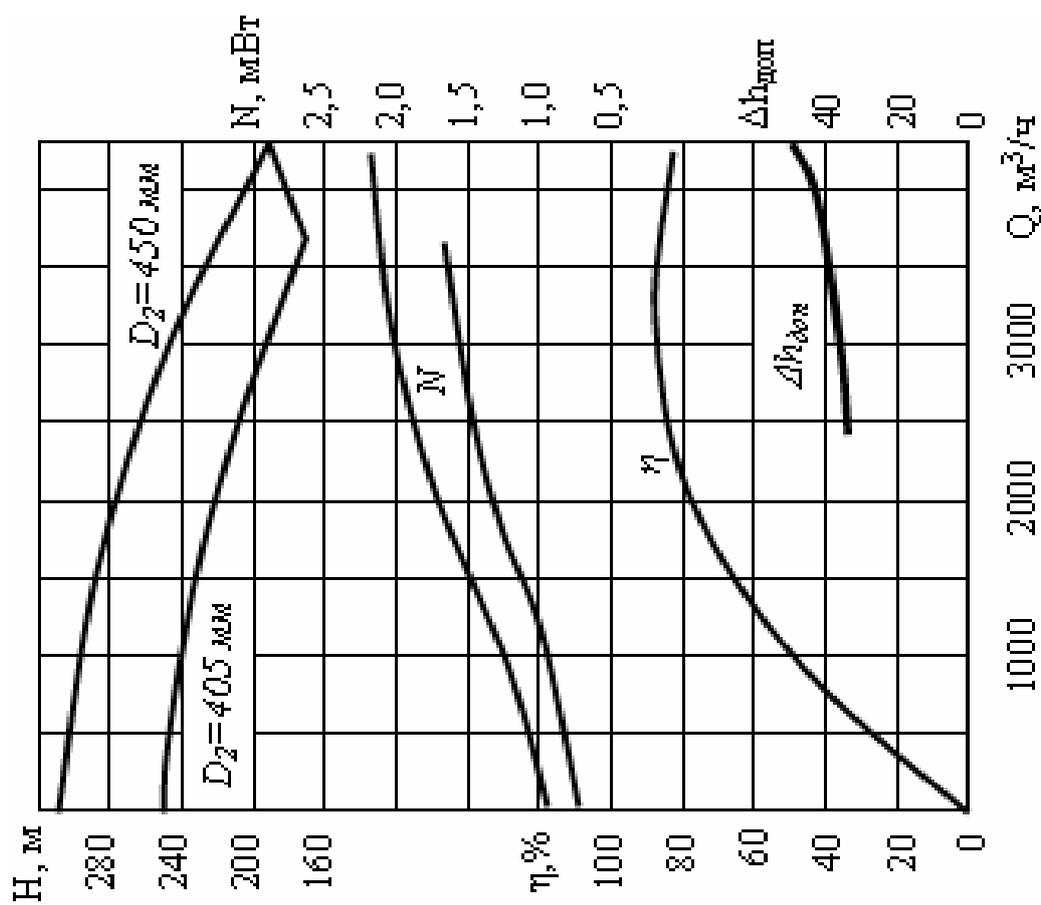


НМ 2500 – 230

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

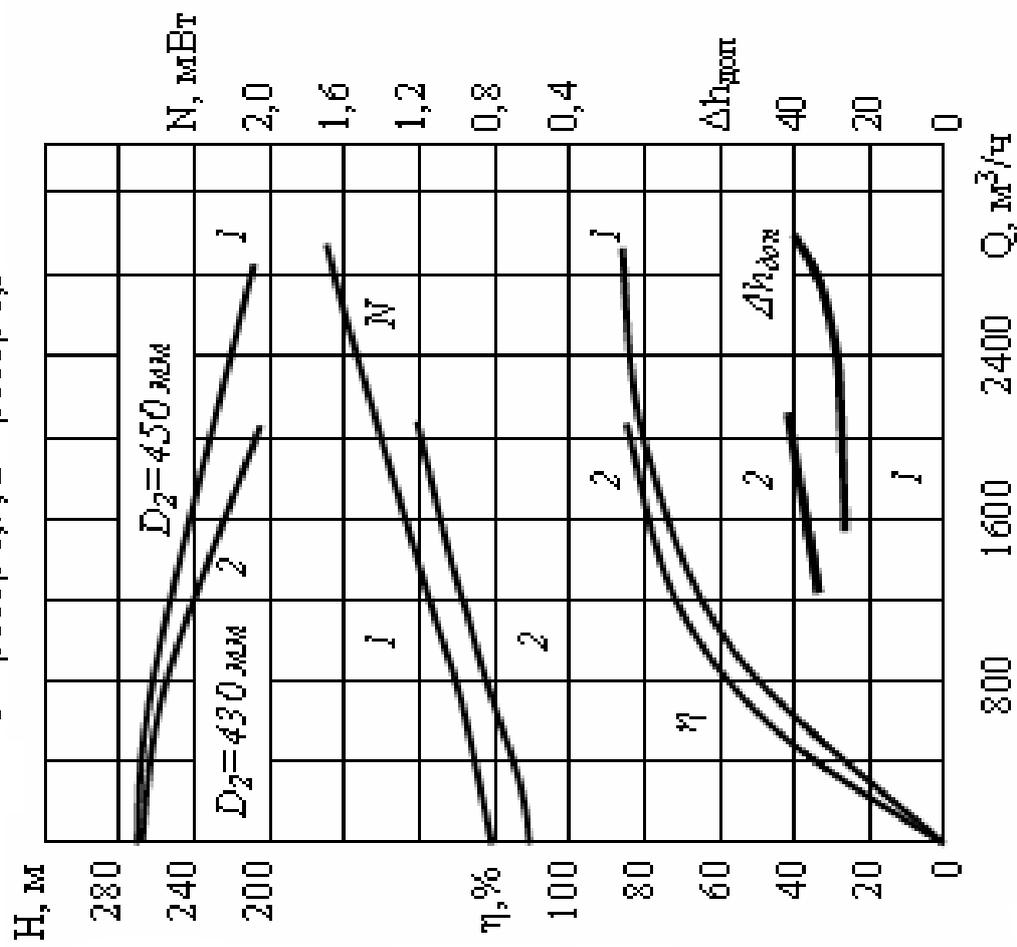


НМ 3600 – 230

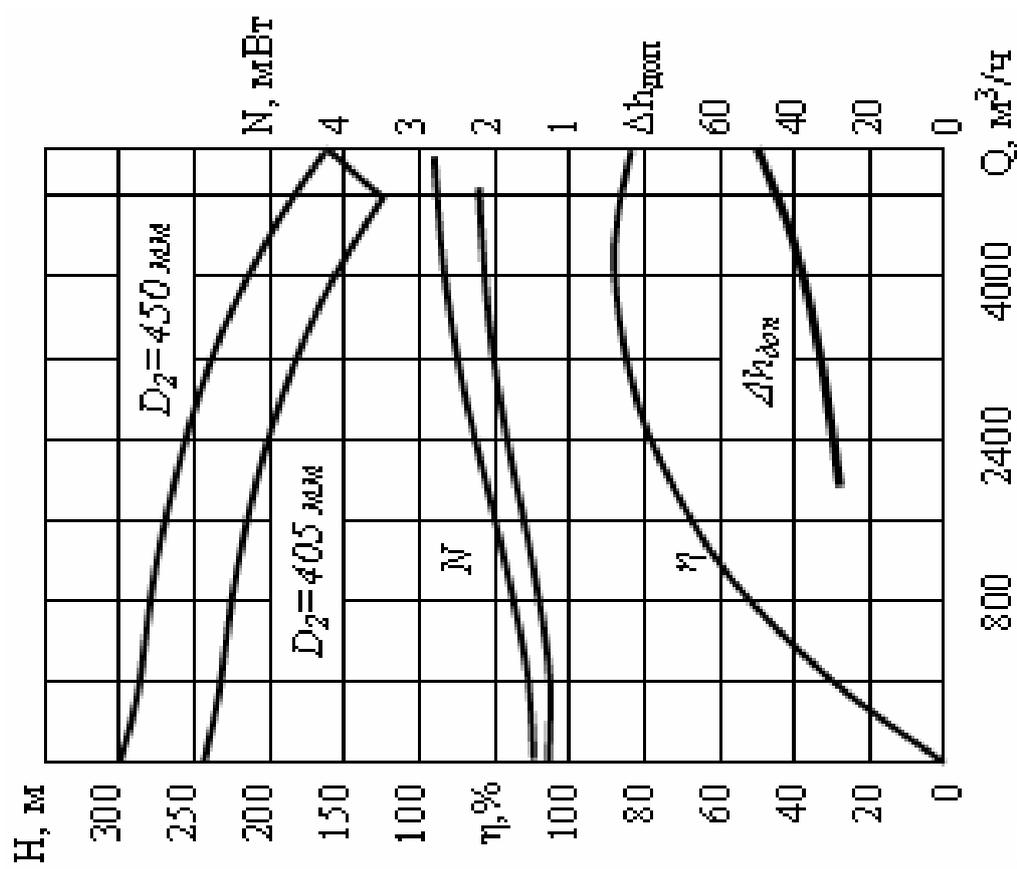


НМ 3600 – 230

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

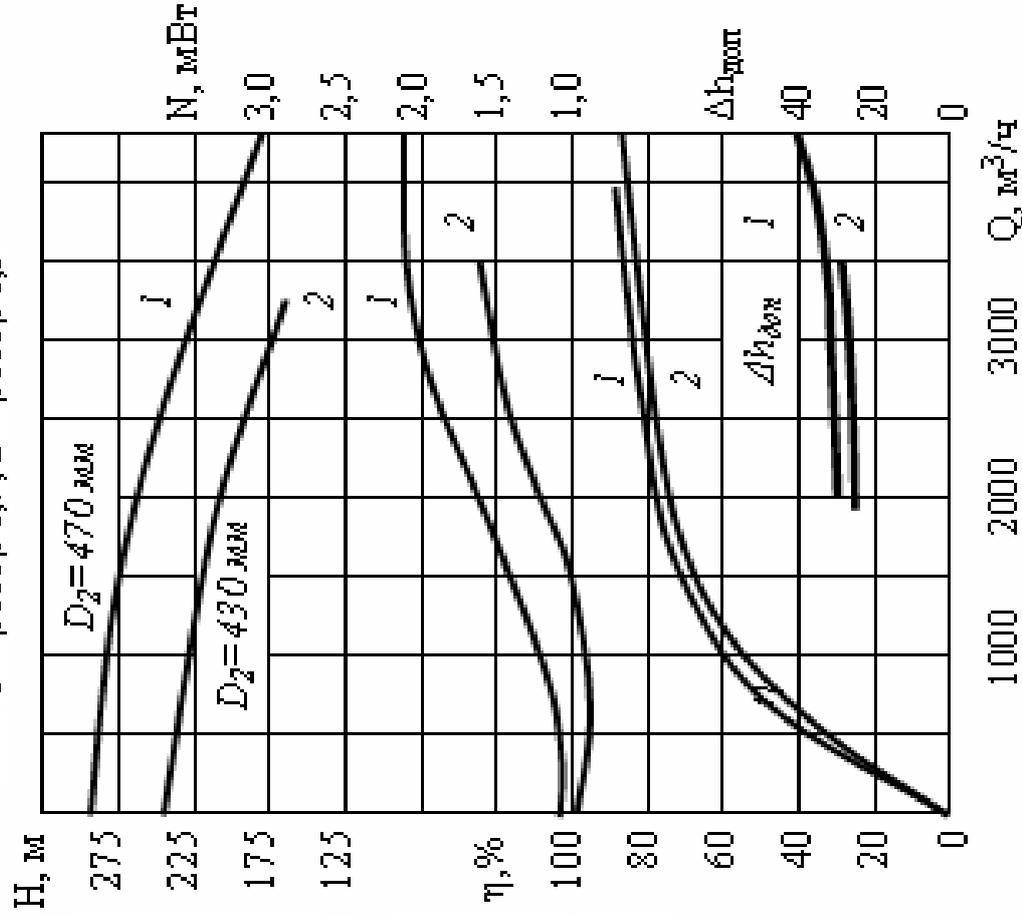


НМ 5000 – 210

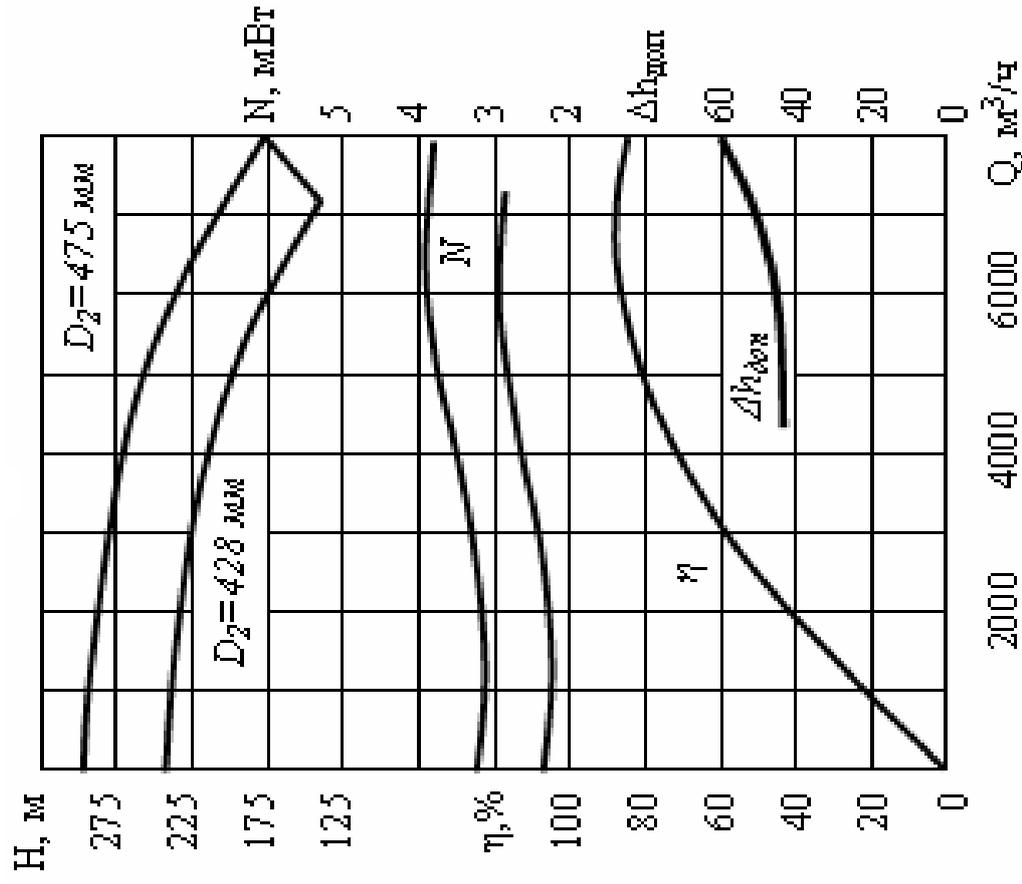


HM 5000 – 210

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

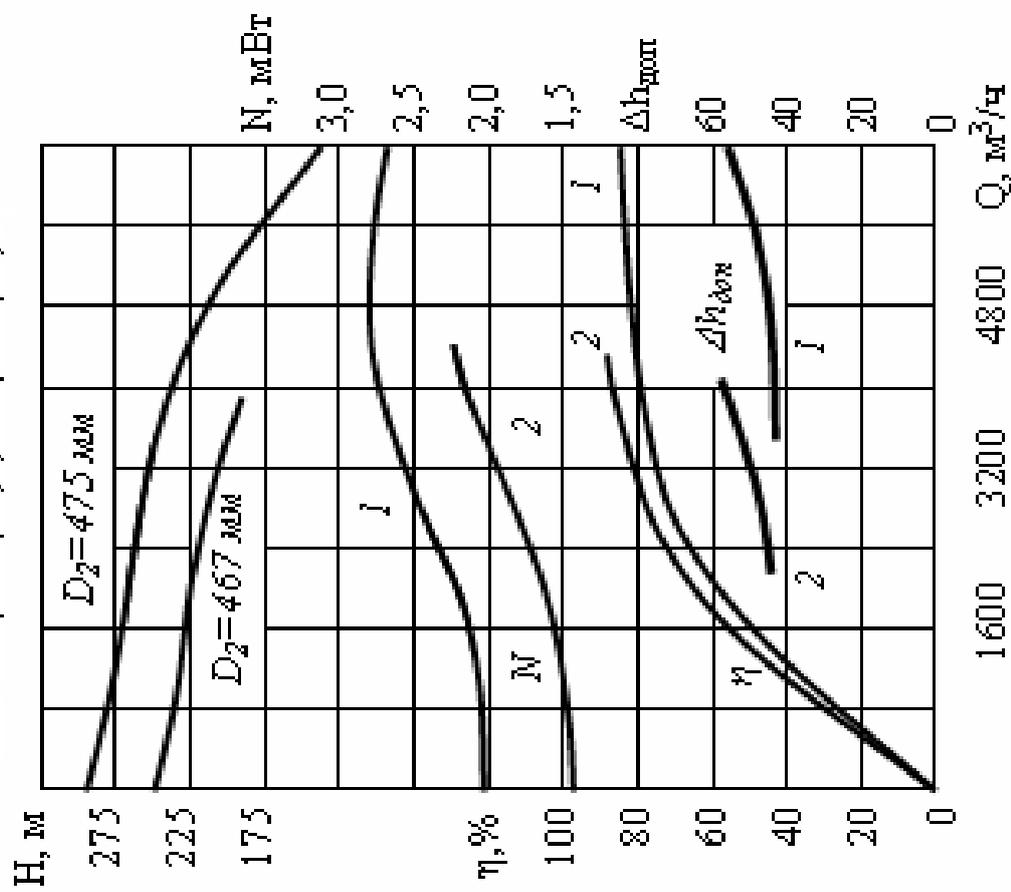


HM 7000 – 210

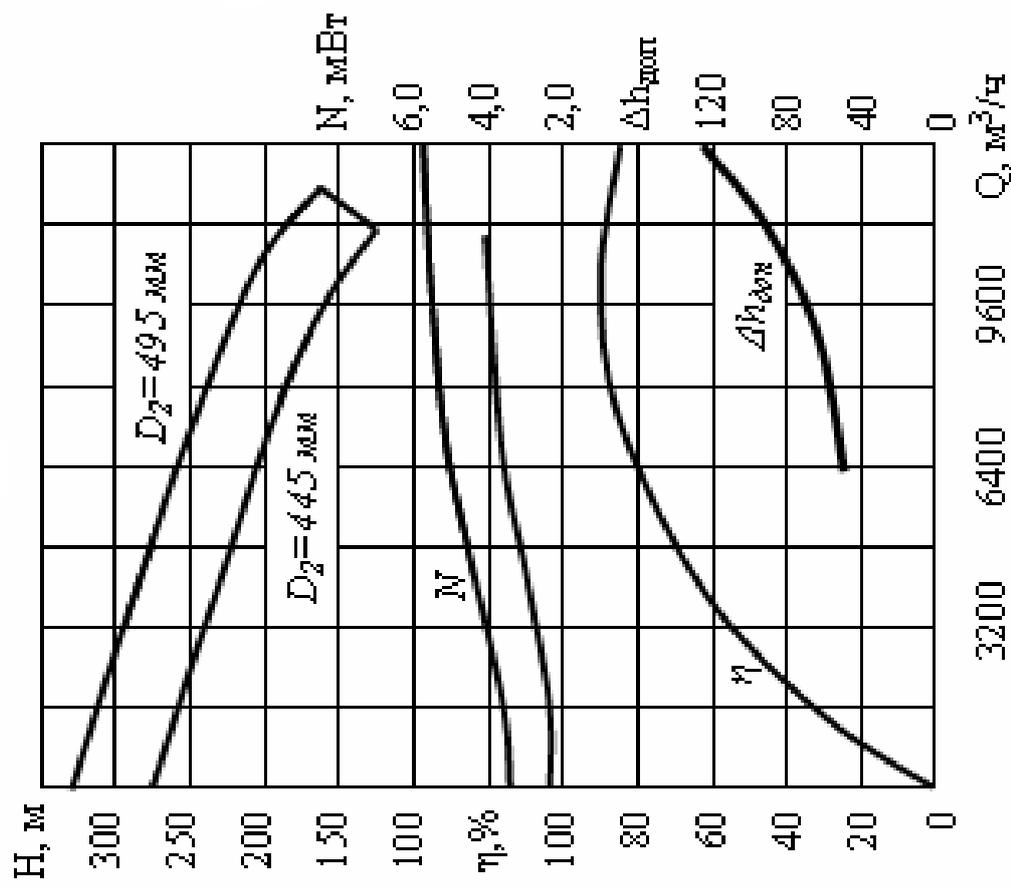


НМ 7000 – 210

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

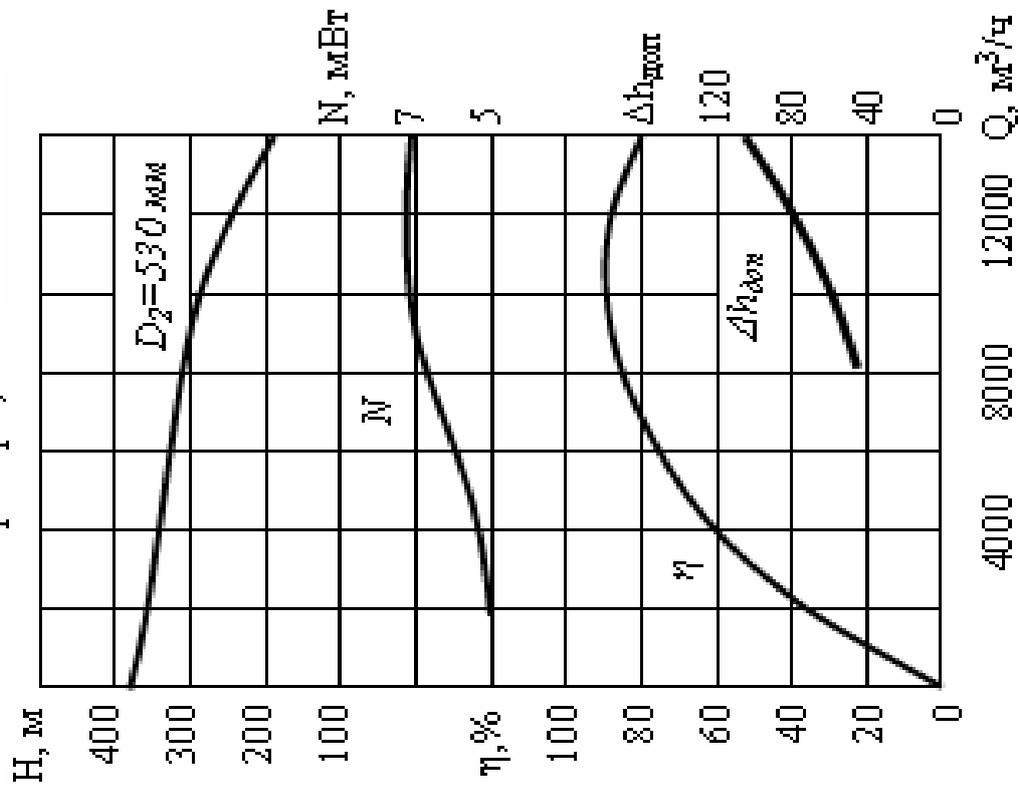


НМ 10000 – 210



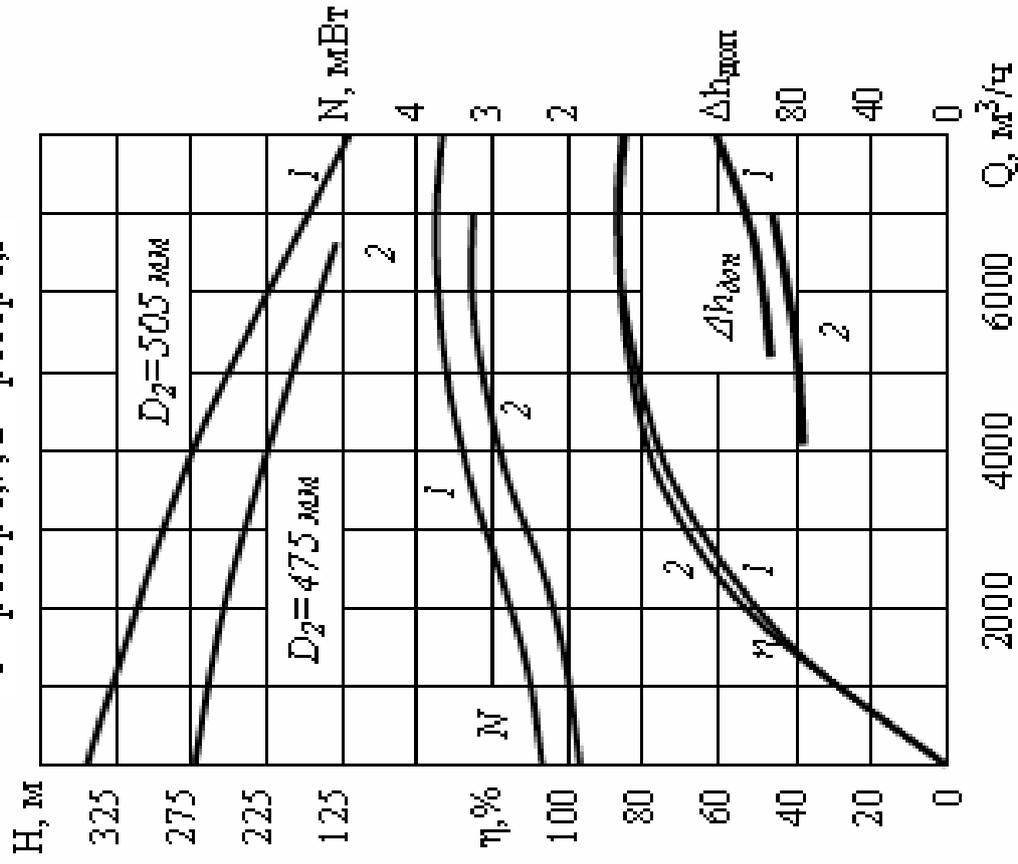
НМ 10000 – 210

ротор 1,25

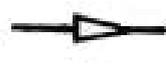
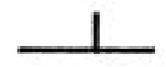
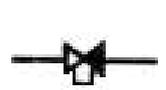
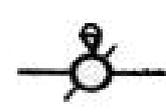
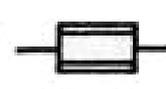
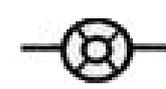


НМ 10000 – 210

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5



Условные обозначения на технологических схемах

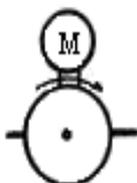
	переход на трубопроводе
	соединение трубопроводов
	пересечение трубопроводов
	конец трубопровода с приварной заглушкой
	конец трубопровода с заглушкой на шпильках
	задвижка с ручным приводом
	задвижка с электроприводом
	обратный клапан быстродействующий (без демпфера)
	обратный клапан с демпфером
	заслонка регулирующая с электроприводом (регулятор давления)
	фильтр сетчатый
	струевыпрямитель
	счетчик



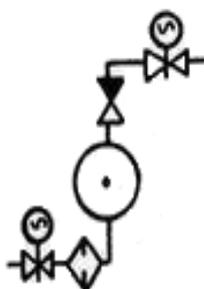
отборное устройство для измерения давления



отборное устройство для измерения температуры



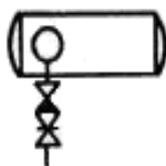
магистральный насос с электродвигателем, подпорный горизонтальный насос с электродвигателем



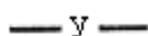
подпорный вертикальный насос с электродвигателем и обвязкой



предохранительный клапан



горизонтальная емкость с погружным насосом и его обвязкой



трубопровод сбора утечек



трубопровод гидравлической разгрузки торцевых уплотнений насосов

Методическое издание

Составители:

Венгеров Антон Александрович
Воронин Константин Сергеевич
Бачериков Александр Сергеевич
Трясцин Роман Александрович

**Особенности проектирования насосных и компрессорных станций
от условий эксплуатации**

Методические указания по курсовому проектированию
для студентов направления 21.04.01 Нефтегазовое дело
всех профилей и форм обучения
Часть 2

Подписано в печать . Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 3.
Тираж 36 экз. Заказ № .

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.