ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ
СИБИРСКИЙ КОЛЛЕДЖ ТРАНСПОРТА И СТРОИТЕЛЬСТВА

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ ПО ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ МОДУЛЮ ПМ.01.

ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для специальности
21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Иркутск 2022

Электронный документ выгружен из ЕИС ФГБОУ ВО ИрГУПС и соответствует оригиналу
Подписант ФГБОУ ВО ИрГУПС Трофимов Ю.А.
00a73c5b7b623a969ccad43a81ab346d50 с 08.12.2022 14:32 по 02.03.2024 14:32 GMT+03:00
Подпись соответствует файлу документа

РАССМОТРЕНО: Цикловой методической комиссией специальности 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ «08» июня 2022 г. Председатель:_____/Подбельская Д.Н.	СОГЛАСОВАНО: Заместитель директора по УВР _____/А.П.Ресельс «09» июня 2022 г.

Разработчики:

О.В. Фролова	преподаватель ФГБОУ ВО ИрГУПС СКТиС
Д.Н. Подбельская	преподаватель ФГБОУ ВО ИрГУПС СКТиС

1. ВВЕДЕНИЕ 5
2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ 5
3. ЗАДАНИЕ 8
4. РАСЧЕТ ОСНОВНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА 11
5. РАСЧЕТ ПОДПОРНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА 18
6. ПЕРЕСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ОСНОВНОГО И ПОДПОРНОГО НАСОСОВ С ВОДЫ НА ВЯЗКУЮ ЖИДКОСТЬ 19
7. РАССТАНОВКА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ПО ТРАССЕ 23
НЕФТЕПРОВОДА 23
8. РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ 32
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДНОГО 32
предприятия 32
9. ПРИМЕР РАСЧЕТА 34
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз 47
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические характеристики насосов серии НМ 48
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справочные данные по насосам типа НМ 50
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Напоры, соответствующие левой и правой границам рабочей области 51
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Техническая характеристика подпорных насосов (одноступенчатых с рабочим колесом двустороннего хода) 52

ВВЕДЕНИЕ

В дисциплине «Обслуживание и эксплуатация технологического оборудования» рассматривается комплекс средств, методов и технологий строительства, эксплуатации и ремонта объектов транспорта и хранения нефти и газа. При этом необходимо решать вопросы разработки и эксплуатации экономически эффективных и экологически безопасных систем транспорта и хранения углеводородного сырья.

Выполнение индивидуального задания предполагает технологический расчет магистрального нефтепровода (определение толщины стенки нефтепровода, гидравлический расчет, подбор насосно-силового оборудования, определение числа насосных станций и расстановка их по трассе нефтепровода), а также расчет показателей объемов производства и финансовые показатели.

Приложения методического руководства содержат всю необходимую для выполнения расчетной работы справочную информацию, приведены основные понятия, касающиеся нефтепроводов, а также полный пример расчета. Графическую часть задания необходимо выполнять в графическом редакторе или на миллиметровке.

Студент выполняет тот вариант индивидуального задания, номер которого соответствует последним двум цифрам его зачетной книжки.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

- **ВНТП** – Ведомственные нормы технологического проектирования.
- Гидравлический уклон i – это безразмерная величина, характеризующая потерю напора на трение на единице длины трубопровода.
- **Головная насосная станция (ГПС)** – начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приѐму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки магистральному нефтепроводу.
- **Диаметр трубы условный** – установленный нормативами ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр трубы; (например, условный – 1200 мм, фактический – 1220 мм).
- **Динамическая вязкость** – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Для характеристики этих сил используется коэффициент динамической вязкости. За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Па·с), т. е. вязкость такой жидкости, в ко-

торой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких. В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПа·с.

- **Кавитация** – образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью. Кавитация возникает в результате местного понижения давления в жидкости. Перемещаясь с потоком в область с более высоким давлением или во время полупериода сжатия, кавитационный пузырек захлопывается, излучая при этом ударную волну.
- **Кинематическая вязкость** – отношение динамической вязкости к плотности среды.
- **Лупинг –** участок линейной части нефтепровода, проложенный параллельно основному для увеличения пропускной способности.
- **Магистральная насосная станция** (МНС) – комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.
- **Магистральный нефтепровод** (МНП) – инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.
- **Нефтепровод** – сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для перекачки нефти на расстояние.
- **Нефтепровод основной** (**основная нитка**) – однониточный нефтепровод, соединяющий головную НПС и конечный пункт магистрального нефтепровода.
- **Нефтепровод магистральный** – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающее транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.
- **Напор жидкости** – линейная величина, выражающая удельную (отнесенную к единице веса) энергию потока жидкости в данной точке (м).

- **Насос –** устройство (гидравлическая машина) для напорного перемещения жидкости в результате сообщения ей внешней энергии (потенциальной и кинетической).
- **Нефтеперекачивающая станция** – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу.
- **Подпорная насосная** – комплекс технологического оборудования, обеспечивающий безкавитационную работу магистральных насосных агрегатов.
- **Пропускная способность** – расчѐтное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.
- **Рабочая точка системы**, состоящей из нескольких насосов и нескольких трубопроводов – точка пересечения суммарной $Q-H$ характеристики всех насосов с суммарной $Q-H$ характеристикой всех трубопроводов.
- **Расход (подача) жидкости** – объем жидкости, протекающей через сечение в единицу времени ($м^3/с$).
- **Ротор** – вращающаяся деталь машины, расположенная внутри статора (неподвижная часть машины роторного типа).

2. ЗАДАНИЕ

Выполните технологический расчет МНП, расчет основных параметров нефтяных магистральных (типа НМ) и подпорных насосов, пересчет их характеристик с воды на вязкую нефть, определите число насосных станций (НС), расставьте НС вдоль фиксированной трассы трубопровода для условий своего варианта, рассчитайте показатели объемов производства, а также финансовые показатели, характеризующие производственно-хозяйственную деятельность предприятия.

Студент выполняет тот вариант задания, номер которого соответствует последним двум цифрам его зачетной книжки. Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1, 3.2, 3.3.

Таблица 3.1

Исходные данные для технологического расчета МНП*

№ варианта	$t_{п.н}$, °С	$\rho_{ст} = \rho_{20}$, кг/м^3	$\mu_{ст} = \mu_{20}$, мПа·с	$G_г$, млн т/год	L, км	$n_э$	ΔZ, м	Число НПС
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
01	- 5,0	720	50	0,7	450	1	450	$> n_{нс}$
02	- 4,5	725	55	1,0	500	1	500	$> n_{нс}$
03	- 4,0	730	60	1,5	550	1	550	$> n_{нс}$
04	- 3,5	735	65	2,0	600	1	600	$> n_{нс}$
05	- 3,0	740	70	2,5	650	2	650	$> n_{нс}$
06	- 2,5	745	75	3,0	700	2	700	$> n_{нс}$
07	- 2,0	750	80	3,5	750	2	750	$> n_{нс}$
08	- 1,5	755	85	4,0	800	2	800	$> n_{нс}$
09	- 1,0	760	90	5,0	850	2	850	$> n_{нс}$
10	10,5	875	205	70	2000	4	2000	$< n_{нс}$
11	0,0	770	100	7,0	950	2	950	$< n_{нс}$
12	0,5	775	105	8,0	1000	2	1000	$< n_{нс}$
13	1,0	780	110	10,0	1050	3	1050	$< n_{нс}$
14	1,5	785	115	11,0	1100	3	1100	$< n_{нс}$
15	2,0	790	120	12,0	1150	3	1150	$< n_{нс}$
16	2,5	795	125	14,0	1200	3	1200	$< n_{нс}$
17	3,0	800	130	16,0	1250	3	1250	$< n_{нс}$
18	3,5	805	135	18,0	1300	3	1300	$< n_{нс}$
19	4,0	810	140	20,0	1350	3	1350	$< n_{нс}$
20	4,5	815	145	22,0	1400	3	1400	$> n_{нс}$
21	5,0	820	150	24,0	1450	3	1450	$> n_{нс}$
22	5,5	825	155	26,0	1500	3	1500	$> n_{нс}$

Продолжение табл. 3.1

23	6,0	830	160	30,0	1550	3	1550	$> n_{нс}$
24	6,5	835	165	32,0	1600	4	1600	$> n_{нс}$
25	7,0	840	170	34	1650	4	1650	$> n_{нс}$
26	7,5	845	175	36	1700	4	1700	$< n_{нс}$
27	8,0	850	180	42	1750	4	1750	$< n_{нс}$
28	8,5	855	185	46	1800	4	1800	$> n_{нс}$
29	9,0	860	190	50	1850	4	1850	$> n_{нс}$
30	9,5	865	195	55	1900	4	1900	$< n_{нс}$
31	10,0	870	200	60	1950	4	1950	$> n_{нс}$

*__Примечание.__ $t_{п.н}$, °С – средневзвешенная температура перекачиваемой по МНП нефти; $\rho_{ст}$, кг/м^3 и $\mu_{ст}$, мПа·с – соответственно плотность и динамическая вязкость нефти в стандартных условиях (нормальном атмосферном давлении $P_{ст}$ = 0,1МПа = 1атм = 1кг/см^2 и температуре $t_{ст}$ = 20 °С); $G_г$, млн т нефти в год – это плановое задание на перекачку или грузопоток в нефтепроводе; L, км – протяжѐнность МНП (геометрическая длина МНП); $n_э$ – количество эксплуатационных участков, на которые делится трасса МНП; $\Delta Z = (Z_к - Z_н)$, м – разность высотных отметок конечного $Z_к$ (резервуары нефтеперерабатывающего завода или нефтеналивного терминала) и начального $Z_н$ (головная нефтеперекачивающая станция) пунктов МНП. Знак «$> n_{нс}$» – при выполнении расчета число насосных станций округлить в большую сторону; знак «$< n_{нс}$» – число насосных станций округлить в большую сторону.

Таблица 3.2

Исходные данные для построения профиля трассы нефтепровода**

Вариант										**1**	**2**
Расстояние l, км	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Отметка z_i, м	50,0	125,0	187,5	250,0	287,5	275,0	250,0	300,0	375,0	500,0	550,0
Вариант	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**		**11**	**12**	**13**
Расстояние l, км	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050
Отметка z_i, м	600,0	650,0	700,0	750,0	800,0	850,0	900,0	950	1000	1050	600,0

Продолжение табл. 3.2

Вариант	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Расстояние *l*, км	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600
Отметка z_i, м	1150,0	1200,0	1250,0	1300,0	1350,0	1400,0	1450,0	1500,0	1550,0	1600,0	1650,0
Вариант	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**				
Расстояние *l*, км	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950				
Отметка z_i, м	1700,0	1750,0	1800,0	1850	1900	1950	2000,0				

****Примечание**. Для построения профиля трассы нефтепровода для конкретного варианта используйте значения расстояний *l* и отметок z_i от начала нефтепровода *l*=0 до обозначения соответствующего варианта.

Таблица 3.3

Исходные данные для расчета технико-экономических показателей***

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
1	7,45	15 450,9
2	8,09	22 033,2
3	9,42	20 560,4
4	13,56	38 776,4
5	10,99	29 655,2
6	10,43	53 099,1
7	11,98	18 444,3
8	13,11	19 078,4
9	11,07	35 099,5
10	19,36	56 043,2
11	24,76	32 006,0
12	13,31	28 887,0
13	7,45	34 788,9
14	8,09	15 900,5
15	9,42	17 885,4
16	13,56	19 066,5
17	10,99	22 877,4
18	10,43	31 009,5
19	11,98	23 568,4
20	13,11	16 345,4

Продолжение табл. 3.3

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
21	11,07	44 789,5
22	19,36	40 344,3
23	24,76	32 222,8
24	13,31	19 076,5
25	7,45	20 555,7
26	8,09	34 789,0
27	9,42	49 786,8
28	13,56	18 678,6
29	10,99	32 566,4
30	10,43	67 899,5
31	11,98	65 786,2

***Примечание**. Значение протяженности нефтепровода взять из табл 3.1.

3. РАСЧЕТ ОСНОВНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА

3.1. В соответствии с заданной пропускной способностью МНП $G_г$ по табл. 4.1 выберите его ориентировочные параметры: наружный диаметр $D_н$ и допустимое давление $P_{доп}$, определяемое из условий прочности труб и запорной арматуры МНП.

Таблица 4.1

Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность (грузопоток) $G_г$, млн т/год	Диаметр наружный $D_н$, мм	Допустимое давление $P_{доп}$, МПа
0,7 – 1,2	219	9,8
1,1 – 1,8	273	8,3
1,6 – 2,4	325	7,4
2,2 – 3,4	377	6,4
3,2 – 4,4	426	6,4
4,0 – 9,0	530	6,3
7,0 – 13,0	630	6,2
11,0 - 19,0	720	6,1
15,0 – 27,0	820	6,0
23,0 – 50,0	1020	5,9
41,0 – 78,0	1220	5,8

3.2. Руководствуясь данными табл. 4.2 и выбранными значениями $D_н$ и $P_{доп}$, определите расчетную толщину стенки,

где $\sigma_р = \sigma_{вр}$ – нормативное (предельное) сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (временное сопротивление на разрыв), МПа (принимается по табл. П1.1 и П1.2 Приложения 1);

$K_{у.р.}$ – коэффициент условий работы трубопровода, зависящий согласно СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы от категории трубопровода и его участка (принимается студентом самостоятельно, табл. 4.2).

Таблица 4.2

Категория	B	I	II	III	IV
Коэффициент условий работы трубопровода $K_{у.р.}$	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9

Примечание.

- для обычной линейной части при $D_у \geq 700$ мм, $K_{у.р.} = 0,9$, а при прокладке по территории распространения вечномерзлых грунтов $K_{у.р.} = 0,75$;
- для особо ответственных участков (переходы через судоходные реки с $D_у \geq 1000$ мм) $K_{у.р.} = 0,6$.

– коэффициент надѐжности по материалу, учитывающий качество материала труб с учѐтом реальной технологии их изготовления, допусков на толщину стенки, степени контроля сварных соединений (принимается по табл. П1.1 и П1.2 Приложения 1);

– коэффициент надѐжности, учитывающий внутреннее давление P, диаметр трубопровода и его назначение (принимается по табл. 4.3).

Таблица 4.3

Коэффициент надѐжности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода $D_у$, мм	Газопроводы			Нефте- и нефтепродуктопроводы
	$P \le 5{,}4$ МПа	$5{,}4 < P \le 7{,}4$ МПа	$7{,}4 < P \le 9{,}8$ МПа	
500 и менее	1	1	1	1
600 - 1000	1	1	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

3.3. Определите внутренний диаметр трубопровода , мм:

. (4.3)

3.4. Определите плотность перекачиваемой нефти ρ_t при заданной температуре в соответствии с РД 153 – 39 – 019 – 37 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний РФ, кг/м^3:

Таблица 4.4

Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м^3	Температурн. поправка γ, [кг/(м^3·°С)]	Плотность $\rho_{ст}$, кг/м^3	Температурн. поправка γ, [кг/(м^3·°С)]
630,0 – 699,9	0,910	800,0 – 809,9	0,765
700,0 – 709,9	0,897	810,0 – 819,9	0,752
710,0 – 719,0	0,884	820,0 – 829,9	0,738
720,0 – 729,9	0,870	830,0 – 839,9	0,725
730,0 – 739,9	0,857	840,0 – 849,9	0,712
740,0 – 749,9	0,844	850,0 – 859,9	0,699

Продолжение табл. 4.4

750,0 – 759,9	0,831	860,0 – 869,9	0,686
760,0 – 769,9	0,818	870,0 – 879,9	0,673
770,0 – 779,9	0,805	880,0 – 889,9	0,660
780,0 – 789,9	0,792	890,0 – 899,9	0,647
790,0 – 799,9	0,778		

3.5. Определите расчетный часовой (для выбора марки насоса) и секундный (для гидравлического расчета) расходы нефти,
где – коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации нефтепровода:

- 1,07 – для однотрубных (однониточных) нефтепроводов;
- 1,05 – для параллельных двухтрубных (двухниточных) нефтепроводов, образующих единую систему;
- 1,10 – для нефтепромысловых магистралей.

В нашем случае полагаем $K_п$ = 1,07 (однониточный нефтепровод).

$N_г$ – число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра и длины трубопровода (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L, км	Диаметр нефтепровода $D_н$, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
L ≤ 250	357	355
250 < L ≤ 500	356 (355)	353 (351)
500 < L ≤ 700	354 (352)	351 (349)
L > 700	352 (350)	349 (345)

3.6. Рассчитайте скорость перекачки V (м/с) по формуле:

$$V = \frac{Q_с}{S_{прох}} = \frac{4Q_с}{\pi \cdot d_{вн}^2}; \qquad (4.7)$$

где $S_{прох}$ и – соответственно площадь проходного сечения (в м^2) и внутренний диаметр (в м) трубопровода; – секундный расход нефти; $\pi = 3{,}14$.

3.7. В соответствии с расчѐтной часовой пропускной способностью выберите марку основного магистрального насоса (НМ) (Приложение 2) насосных станций так, чтобы значение попало в рабочую область ≤ ≤ заводской напорной (или $Q-H$) характеристики насоса, снятой на воде ($t_{ст}$ = 20 °С) (поскольку в данном диапазоне заметного ухудшения к.п.д. не наблюдается, рис. 4.1).

Здесь , – левая и правая границы рабочей зоны насоса.

Границы рабочей области на графике $H = F(Q)$ вычисляются по формулам:

$$Q_л = 0{,}8\, Q_{В.\,опт}; \qquad Q_п = 1{,}2\, Q_{В.\,опт}, \tag{4.8}$$

где $Q_{в\ опт}$ – подача выбранного типа насоса в оптимальном режиме, т.е. при максимальном к.п.д. η_{max} (рис. 4.1).

Общие технические условия на магистральные насосы НМ определяются ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов» [4], который распространяется, как на основные, так и на подпорные насосы. Государственный стандарт охватывает 11 типов основных насосов, а с учетом сменных роторов (рабочих колѐс) – 20 типов.

Насосы в упомянутом ГОСТе расположены в порядке возрастания подачи от 125 до 12 500 м^3/ч. Насосом с самой большей подачей является насос НМ 10000–210, маркировка которого расшифровывается так: **насос магистральный с номинальной подачей (с основным рабочим колесом) $Q_{о.н}$ = 10 000 м^3/ч и номинальным напором $H_{о.н}$ = 210 м**.

На перекачивающих станциях основные магистральные насосы соединяют **последовательно**, так чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции.

- Для насосов ряда от НМ 125–550 до НМ 360–460 соединяют последовательно, как правило, два насоса при одном резервном.

- Для насосов с подачей от 500м^3/ч и выше соединяют последовательно три насоса при одном резервном.

По конструкции основные насосы, входящие в ГОСТ 12124-87, подразделяются на два типа: **секционные многоступенчатые** (число ступеней, т.е. рабочих колес, от трѐх до пяти) с колѐсами одностороннего входа (на подачи от 125 до 710 м^3/ч) и **спиральные одноступенчатые** с двухсторонним входом жидкости в рабочее колесо (на подачи от 1250 м^3/ч и более). Последние имеют сменные колѐса (роторы) на подачи 0,5·$Q_{о.н}$; 0,7·$Q_{о.н}$ (что обеспечивает экономную работу насосов на первой стадии освоения трубопровода) и 1,25·$Q_{о.н}$, где $Q_{о.н}$ – подача насоса с основным колесом при номинальном режиме перекачки (данный режим указывается в самой маркировке насоса – НМ $Q_{о.н}$ – $H_{о.н}$).

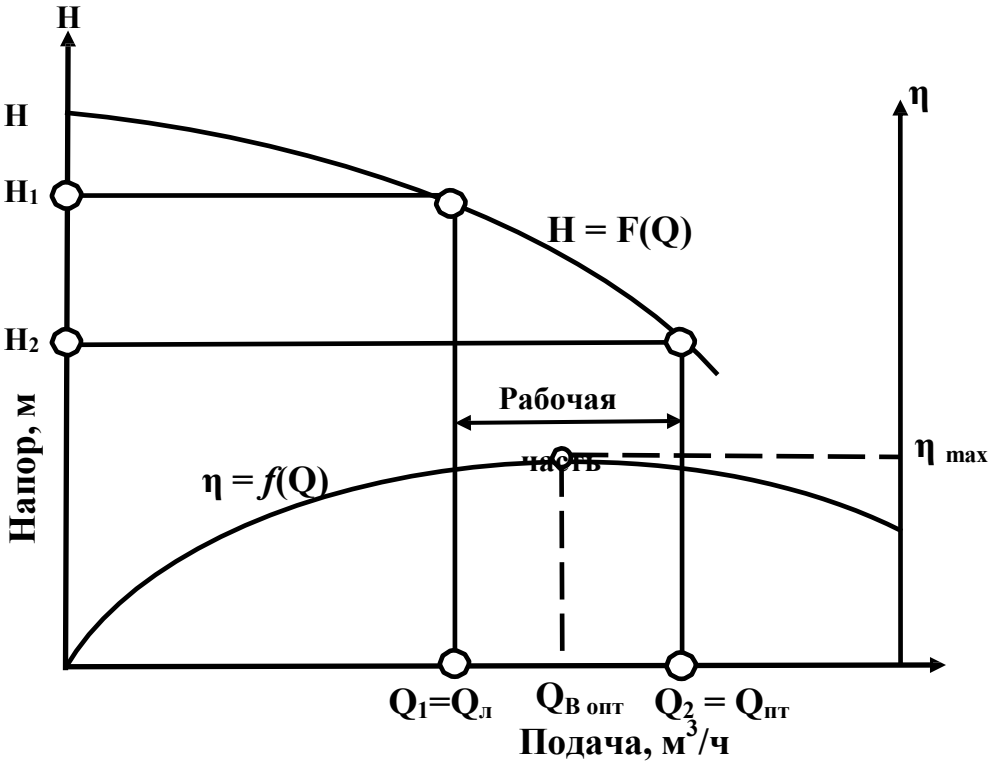


Рис. 4.1. (Q–H) – характеристика центробежного насоса

3.8. Рассчитайте подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{\text{в опт}} = -c_{1\text{в}}/(2c_{2\text{в}}), \qquad (4.9)$$

при которой максимальный к.п.д. на воде $\eta_{\text{м. в max}}$ равен

$$\eta_{\text{м. в max}} = c_{0\text{в}} + c_{1\text{в}}Q_{\text{в опт}} + c_{2\text{в}}Q^2_{\text{в опт}},$$

где $c_{0\text{в}}$, $c_{1\text{в}}$, $c_{2\text{в}}$ – коэффициенты, определяемые по табл. 8.

3.9. Рассчитайте границы рабочей области по формулам (4.8).

3.10. Определите аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2):

$$H_{мв} = h_{мв} - b_{мв} Q^2 , \qquad (4.10)$$

где $Q_1 = Q_л$ и $Q_2 = Q_п$;

$h_{мв}$ и $b_{мв}$ – коэффициенты, которые рассчитываются на основании системы двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} H_1 = h_{мв} - b_{мв} Q_1^2; \\ H_2 = h_{мв} - b_{мв} Q_2^2, \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{мв} = \dfrac{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}{Q_2^2 - Q_1^2}; \\ b_{мв} = \dfrac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2} \end{cases}$$

где H_1 и H_2 – напоры, взятые с заводской напорной характеристики Н = F (Q) (Приложение 4).

3.11. Оцените правильность вычисления коэффициентов по формулам (4.11) с помощью погрешности:

$$\delta = \left| \frac{F(Q_{о.н}) - H_{о.н}}{H_{о.н}} \right| \cdot 100\,\%, \qquad (4.12)$$

которая не должна превышать допустимой (5 %), где $F(Q_{о.н}) = h_{мв} - b_{мв} Q_{о.н}^2$. Тогда напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме будет равен:

$$H_{мв\ опт} = h_{мв} - b_{мв} Q_{мв\ опт}^2 . \qquad (4.13)$$

В соответствии с Нормами технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86) магистральные нефтепроводы протяженностью более 600 делятся на эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Станции, расположенные на границах таких участков, работают с подключенными резервуарами. Суммарный полезный объѐм резервуарных парков нефтепровода ориентировочно определяется следующим образом (единица измерения – суточный объем перекачки нефти по трубопроводу):

- головная насосная станция (ГНС) . . . . . 2 – 3;
- НПС на границе эксплуатационных участков . . . . . 0,3 – 0,5;
- то же при проведении приѐмно-сдаточных операций (в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям) . . . . . 1 – 1,5.

4. РАСЧЕТ ПОДПОРНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА

Главной задачей подпорного насоса является взять нефть из резервуара и подать еѐ на вход основного насоса, перекачивающего нефть (или нефтепродукты) по трубопроводу. С помощью подпорных насосов создается избыточное давление (подпор) на входе в основные насосы станции, которое обеспечивает их бескавитационную работу, поскольку разности высотных отметок остаточного уровня взлива нефти в резервуаре (оси приѐмо-раздаточного патрубка резервуара) и оси входного патрубка основного насоса не хватает, чтобы преодолеть довольно значительный кавитационный запас последнего, составляющий (Приложение 5) от 20 м (2,0 атм) для насосов НМ 1250–260 до 87 м (8,7 атм) для насосов НМ 10000–210. Подпорные насосы, применяемые для создания такого давления, требуют гораздо меньших значений давления на входе. Необходимый кавитационный запас для подпорных насосов находится в пределах от 0,22 атм (2,2 м) до 0,5 атм (5 м) (Приложение 5) и может быть обеспечен за счѐт разницы высотных отметок уровня взлива «местного» остатка в резервуаре и оси входного патрубка насоса.

Напорная характеристика подпорных насосов выражается уравнением:

$$H_{\text{п в}} = h_{.\text{п в}} + a_{\text{п в}} \cdot Q - b_{\text{п в}} Q^2, \qquad (5.1)$$

коэффициенты которого $h_{\text{п в}}$, $a_{\text{п в}}$ и $b_{\text{п в}}$ приведены в Приложении 5.

В отличие от основных магистральных насосов на перекачивающих станциях **подпорные насосы соединяют как правило параллельно** (расходы нефти в насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, остается одним и тем же), для того чтобы обеспечит требуемый подпор при меньшей подаче в каждом из отдельно взятых насосов. Ведь, как известно, **при параллельном соединении насосов общий поток жидкости разделяется на части, составляющие подачи этих насосов**. Поэтому стремятся, чтобы либо производительность одного насоса, либо производительность нескольких (двух или трех) параллельно соединенных насосов была равна производительности (подаче) основного магистрального насоса. **Наиболее распространѐнная схема соединения подпорных насосов – два работающих и один резервный**.

5. ПЕРЕСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ОСНОВНОГО И ПОДПОРНОГО НАСОСОВ С ВОДЫ НА ВЯЗКУЮ ЖИДКОСТЬ

В каталогах приведены характеристики центробежных насосов, снятые на воде ($\rho_в$ = 1000 кг/м^3, $\mu_в$ = 1 м Па·с = 10^{-3} Па·с и $\nu_в$ = 1с Ст = 10^{-2}Ст = 1 мм^2/с = 10^{-6} м^2/с при $t_{ст}$ = 20 $^{\circ}$С). При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов эти характеристики изменений не претерпевают. Однако с ростом вязкости перекачиваемой жидкости они ухудшаются (снижаются). Вследствие этого, выбрав магистральный и подпорный насосы, необходимо оценить целесообразность пересчѐта паспортных характеристик основных и подпорных насосов (напора, подачи, допустимого кавитационного запаса, к.п.д., мощности), приведѐнных заводом-изготовителем для воды, в случае отклонения свойств транспортируемой жидкости (ρ_t, μ_t и ν_t при $t = t_{п.н}$) от свойств воды.

Пересчѐт характеристик необходим, если кинематическая вязкость транспортируемой жидкости ν_t при заданной температуре перекачки $t = t_{п.н}$ попадает на интервал:

$$\nu_п < \nu_t \le \nu_{доп}, \qquad (6.1)$$

где $\nu_п$ – критическое значение вязкости (в м^2/с) перекачиваемой жидкости, при превышении которой необходим пересчѐт напора и подачи НМ;

$\nu_{доп}$ – максимально допустимая вязкость жидкости, при которой центробежный насос ещѐ способен вести перекачку без предварительной подготовки жидкости (например, без предварительного еѐ подогрева: для центробежных нефтяных насосов серии НМ $\nu_{доп}$ = 3Ст = 3·10^{-4} м^2/с).

Кинематическая вязкость ν_t находится по формуле:

$$\nu_t = \mu_t / \rho_t, \qquad (6.2)$$

где ρ_t и μ_t – соответственно плотность (в кг/м^3) и динамическая вязкость (в Па· с) перекачиваемой жидкости при $t = t_{п.н}$, которая находится по известной формуле Рейнольдса-Филонова:

$$\mu_t = \mu_{ст} \cdot e^{-\beta(t_{п.н} - t_{ст})}, \quad \text{при } -5\ °C \le t_{п.н} \le 80\ °C, \qquad (6.3)$$

где β – коэффициент крутизны вискосограммы (β = 0,02 – 0,03, где нижний предел соответствует высоким температурам, а верхний – низким, в наших расчѐтах принимаем β = 0,025).

Примечание. Если при расчѐте по формуле (5.1) ν_t окажется больше допустимой $\nu_{доп}$, то следует принять:

$$\nu_t = \nu_{доп} \text{ и } \mu_t = \nu_t \cdot \rho_t = \nu_{доп} \cdot \rho_t.$$

5.1. Определите кинематическую вязкость ν_t, используя формулы (5.1) и (6.1).

5.2. Рассчитайте критическое значение вязкости перекачиваемой среды $\nu_п$.

Для вычисления значения $\nu_п$ необходимо определить число Рейнольдса в насосе $Re_н$ и сравнить его с переходным числом Рейнольдса $Re_п$:

$$Re_н = \frac{n \cdot D_к^2}{\nu_t} \qquad (6.4)$$

где $D_к$ – наружный диаметр рабочего колеса насоса (м) (Приложение 3), n – число оборотов (в $с^{-1}$) рабочего колеса насоса (Приложение 2), ν_t – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости ($м^2/с$).

Параметр $Re_н$ учитывает влияние вязкости перекачиваемой жидкости на значение потерь энергии на трение внутри самого насоса.

В результате исследований уставлено (рис. 6.1):

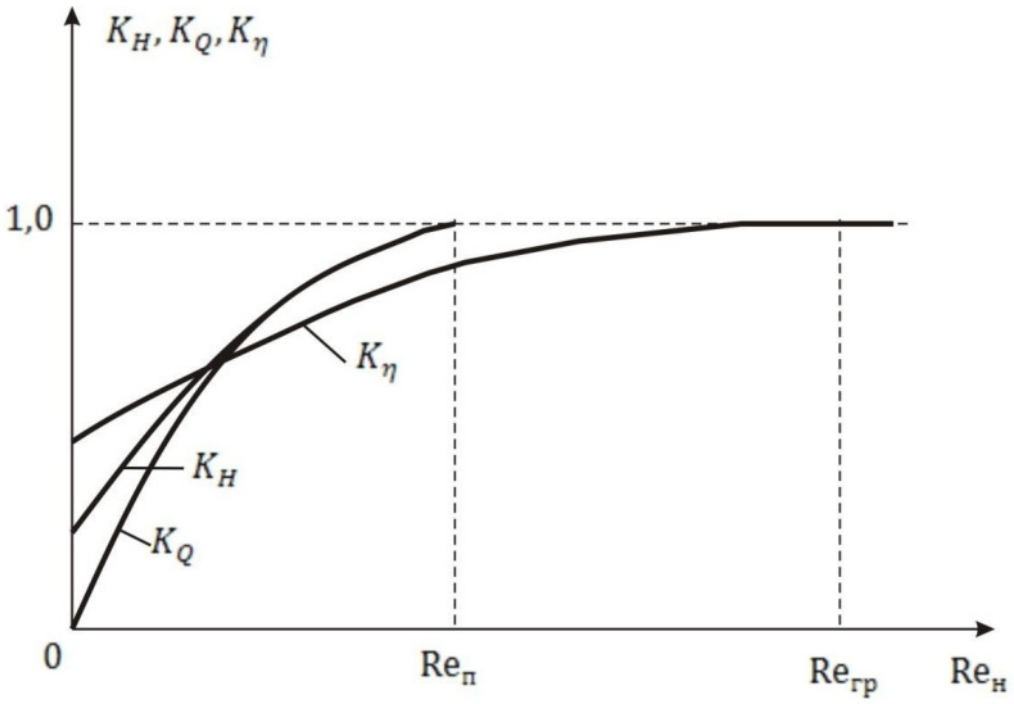


Рис. 6.1. Зависимости коэффициентов пересчѐта K_H, K_Q и K_η от числа Рейнольдса в насосе $Re_н$

- При весьма больших числах $Re_н$ ($Re_н \geq Re_п \rightarrow \nu_t \leq \nu_п$) сила трения перестает зависеть от числа $Re_п$, а зависит только от подачи Q; характеристика насоса не зависит от вязкости ν_t перекачиваемой

жидкости, а зависит только от диаметра и угловой скорости вращения рабочего колеса; в пересчѐте (Q–H)-характеристики с воды на вязкую жидкость нет необходимости (коэффициенты $h_{\text{м в}}$, $a_{\text{м в}}$, $b_{\text{м в}}$ в уравнениях (4.13), (5.1) не пересчитываются, так как соответствующие коэффициенты пересчѐта K_H и K_Q равны 1 (рис. 6.1). Но это не означает, что так же не надо пересчитывать коэффициенты в уравнении $\eta_{\text{м в}} = f_{\text{м в}}(Q)$. Поскольку, как это хорошо видно из рис. 6.1 при $\text{Re}_{\text{н}} = \text{Re}_{\text{п}}$ коэффициент пересчѐта к.п.д. K_η существенно отличается от единицы ($K_\eta < 1$).

- Если $\text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{п}}$ ($\nu_t > \nu_{\text{п}}$) характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде ($\nu_{\text{в}}$ = 1с Ст), отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости (коэффициенты в уравнениях (4.13), (5.1) пересчитываются, так как K_H и $K_Q < 1$, рис. 6.1).

$$\text{Re}_{\text{п}} = 3{,}16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0{,}305}\ , \qquad (6.5)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса на режиме максимального к.п.д., являющийся индивидуальной характеристикой насоса:

$$\frac{\left(Q_{\text{в опт}} / n_{\text{в с}}\right)^{0{,}5}}{60\left(H_{\text{в опт}} / n_{\text{к}}\right)^{0{,}75}}\ , \qquad (6.6)$$

где n – число оборотов ротора (рабочего колеса) насоса, об/мин. (Приложение 2);

$Q_{\text{в опт}}$, $H_{\text{в опт}} = h_{\text{в}} - b_{\text{в}} Q^2_{\text{в опт}}$ – подача (м^3/ч) и напор (м) насоса при работе на воде с максимальным к.п.д. (здесь $Q_{\text{в опт}}$ рассчитывается по формуле 4.9);

$n_{\text{к}}$, $n_{\text{в с}}$ – соответственно число последовательно установленных рабочих колѐс (ступеней насоса) и сторон всасывания рабочего колеса;

$H_{\text{в опт}} / n_{\text{к}}$ – напор, создаваемый одной ступенью,

$Q_{\text{в опт}} / n_{\text{в с}}$ – расход, приходящийся на одну сторону рабочего колеса.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_{\text{п}}$, выше которого необходим пересчѐт напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$$\nu_{\text{п}} > n D_{\text{к}}^2 / \text{Re}_{\text{п}}\ . \qquad (6.7)$$

5.3. При выполнении условия (6.7), то есть в случае $\mathrm{Re}_{\text{н}} < \mathrm{Re}_{\text{п}}$, вычислите коэффициенты пересчѐта напора K_H, подачи K_Q и к.п.д. K_η насоса с воды на вязкую нефть. Для этого используйте следующие формулы:

$$\left.\begin{aligned} K_H &= 1 - 0{,}128\lg\left(\mathrm{Re}_{\text{п}} / \mathrm{Re}_{\text{н}}\right); \\ K_Q &= K_H^{1,5}; \\ K_\eta &= 1 - a_\eta \lg(\mathrm{Re}_{\text{гр}} / \mathrm{Re}_{\text{н}}), \end{aligned}\right\} \qquad (6.8)$$

где $\mathrm{Re}_{\text{гр}}$ – граничное число Рейнольдса (рис. 6.1); a_η – поправочный коэффициент.

Величины $\mathrm{Re}_{\text{гр}}$ и a_η, так же как и $\mathrm{Re}_{\text{П}}$ являются функцией от n_s:

$$\mathrm{Re}_{\text{гр}} \approx 0{,}224 \cdot 10 \cdot n_s \quad ; \qquad (6.9)$$

$$a_\eta \approx 1{,}33 \cdot n^{-0{,}326} . \qquad (6.10)$$

Зная K_H, K_Q, K_η, можно рассчитать величины аппроксимационных коэффициентов при работе насоса на высоковязкой нефти (индекс «ν») $h_{\text{м}\nu}$, $a_{\text{м}\nu}$, $b_{\text{м}\nu}$ ($h_{\text{п}\,\nu}$, $a_{\text{п}\,\nu}$, $b_{\text{п}\,\nu}$), $c_{0\nu}$, $c_{1\nu}$, $c_{2\nu}$ через известные коэффициенты при работе насоса на воде (индекс «в»):

$$h_{\text{м}\nu} = K_H \cdot h_{\text{м в}};$$

$$a_{\text{м}\nu} = a_{\text{м в}} \frac{K_H}{K_Q} = \frac{a_{\text{м в}}}{K_H^{0,5}};$$

$$b_{\text{м}\nu} = b_{\text{м в}} \frac{K_H}{K_Q^2} = \frac{b_{\text{м в}}}{K_H^2}; \qquad (6.11)$$

$$c_{0\nu} = K_\eta \cdot c_{0\text{в}};$$

$$c_{1\nu} = c_{1\text{в}} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q}; \qquad (6.12)$$

$$c_{2\nu} = c_{2\text{в}} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q^2}.$$

5.4. Определите подачу насоса в оптимальном режиме.

Максимальный к.п.д. на высоковязкой нефти $\eta_{\nu_{max}}$ достигается при подаче определяемой по формуле (4.9).

$$Q_{\nu_{опт}} = -c_{1\nu} / (2 \cdot c_{2\nu}),$$

при которой к.п.д. и напор насоса соответственно равны:

$$\eta_{\nu_{max}} = c_{0\nu} + c_{1\nu} \cdot Q_{\nu_{опт}} + c_{2\nu} \cdot Q^2_{\nu_{опт}}; \qquad (6.13)$$

$$H_{\mu\nu_{опт}} = h_{\mu\nu} - b_{\mu\nu} \cdot Q^2_{\nu_{опт}}.$$

5.5. Аналогично пересчитайте коэффициенты в напорной характеристике $H_{пв} = h_{пв} - b_{пв} Q^2$ подпорного насоса по формулам (6.1 – 6.13).

5.6. Заполните таблицу.

Режим	Подача, м^3/с	Напор, м	к.п.д.
Магистральный насос			
номинальный			
оптимальный на воде			
оптимальный на нефти			
Подпорный насос			
номинальный			
оптимальный на воде			
оптимальный на нефти			

6. РАССТАНОВКА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ПО ТРАССЕ НЕФТЕПРОВОДА

Размещение насосных станций на трассе нефтепровода производится графически на профиле трассы. Для этого необходимы следующие данные:

1) гидравлический уклон i трубопровода;

2) гидравлический уклон для участков с лупингами (или вставками), $i_л$ ($i_в$);

3) напоры, развиваемые основными насосами каждой насосной станции $H_{ст\,i}$;

4) величины подпора на входе в основные насосы головной и промежуточных насосных станций H_2;

5) величины остаточных напоров на входе в конечные пункты эксплуатационных участков и нефтепровода в целом $H_{кп}$.

7.1. Определите число насосных станций

Рассчитайте:

- число Рейнольдса Re, характеризующее режим течения жидкости по трубопроводу:

$$\mathrm{Re} = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \nu_t} = \frac{4G}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_t}, \qquad (7.1)$$

ν_t (м^2/с), μ_t (мПа·с) – соответственно кинематическая и динамическая вязкость нефтепродукта при расчетной температуре.

- граничные значения Re: Re_I, Re_{II}:

$$\mathrm{Re}_{\mathrm{I}} = \frac{10}{\varepsilon}; \ \mathrm{Re}_{\mathrm{II}} = \frac{500}{\varepsilon},$$

где $\varepsilon = \dfrac{K_{\text{э}}}{d_{\text{вн}}}$ – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость $K_{\text{э}}$ (табл. 7.1) и внутренний диаметр трубопровода.

Ламинарный режим течения жидкости сохраняется до $\mathrm{Re} \approx 2300$. Ламинарное течение может реализоваться для высоковязких нефтей, течение которых характеризуется относительно небольшими числами Рейнольдса.

Коэффициент гидравлического трения λ в этом случае зависит только от Re и рассчитывается по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}.$$

Таблица 7.1

Эквивалентная шероховатость труб (данные А.Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	$K_{\text{э}}$, мм *
Бесшовные стальные	Новые чистые	$\dfrac{0{,}01-0{,}02}{0{,}014}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\dfrac{0{,}15-0{,}3}{0{,}2}$
То же	Новые чистые	$\dfrac{0{,}03-0{,}12}{0{,}5}$
То же	С незначительной коррозией после очистки	$\dfrac{0{,}1-0{,}2}{0{,}15}$

Продолжение табл. 7.1

То же	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3-0,7}{0,5}$
То же	Старые заржавленные	$\frac{0,8-1,5}{1}$
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2-4}{3}$
* **Примечание**. В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости		

При **турбулентном режиме** течения ($\mathrm{Re} > 2300$) различают три зоны трения:

гидравлически гладких труб

$2320 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_{\mathrm{I}}$, $\lambda = \frac{0,3164}{\mathrm{Re}^{0,25}}$ (формула Блазиуса);

зону смешанного трения

$\mathrm{Re}_{\mathrm{I}} < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_{\mathrm{II}}$, $\lambda = 0,11\left(\varepsilon + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0,25}$ (формула Альтшуля);

зону квадратичного трения

$\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_{\mathrm{II}}$, $\lambda = 0,11\sqrt[4]{\varepsilon}$;

где L – длина трубопровода, м; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с^2; V – скорость течения нефти, м/с (формула 4.7).

Кроме того, в потери напора на трение входят потери на местных сопротивлениях (задвижки, повороты, сужения и т.п.), являющиеся незначительными и принимаемые равными 1…2 % от потерь на трение.

где Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода;

– остаточный напор в конце участка, необходимый для закачки нефти в резервуары.

На станциях, расположенных на границе эксплуатационных участков, вместимость резервуарного парка должна составлять 0,3 … 0,5 суточной пропускной способности трубопровода, поэтому напор будет использован раз.

k – число основных насосов, $k = 3$; – внутристанционные потери напора, м по ВНТП 2–86;

7.2. Выполните расстановку насосных станций по трассе нефтепровода

Расчетное число насосных станций , как правило, получается дробным и может быть округлено как в сторону большего числа , так и в сторону меньшего.

Расстановка перекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы, построенном в графическом редакторе или на миллиметровке. Данные для построения профиля трассы нефтепровода для каждого варианта приведены в таблице 3.2.

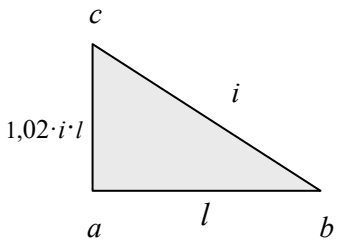
Рассчитайте новый диаметр ротора .

Укажите на сколько процентов необходимо обрезать рабочее колесо.

С целью избежания снижения к.п.д. насосов обточка не должна превышать 10 %.

Выполните расстановку насосных станций по трассе нефтепровода, с округлением числа станций в большую сторону.

Например, в работе находятся три перекачивающие станции, оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры $H_{ст1} = H_{ст2} = H_{ст3} =$. На ГПС установлены подпорные насосы, создающие подпор $H_п =$. В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор $H_{кп}$ (рис. 7.1).



Треугольник гидравлического уклона *abc*

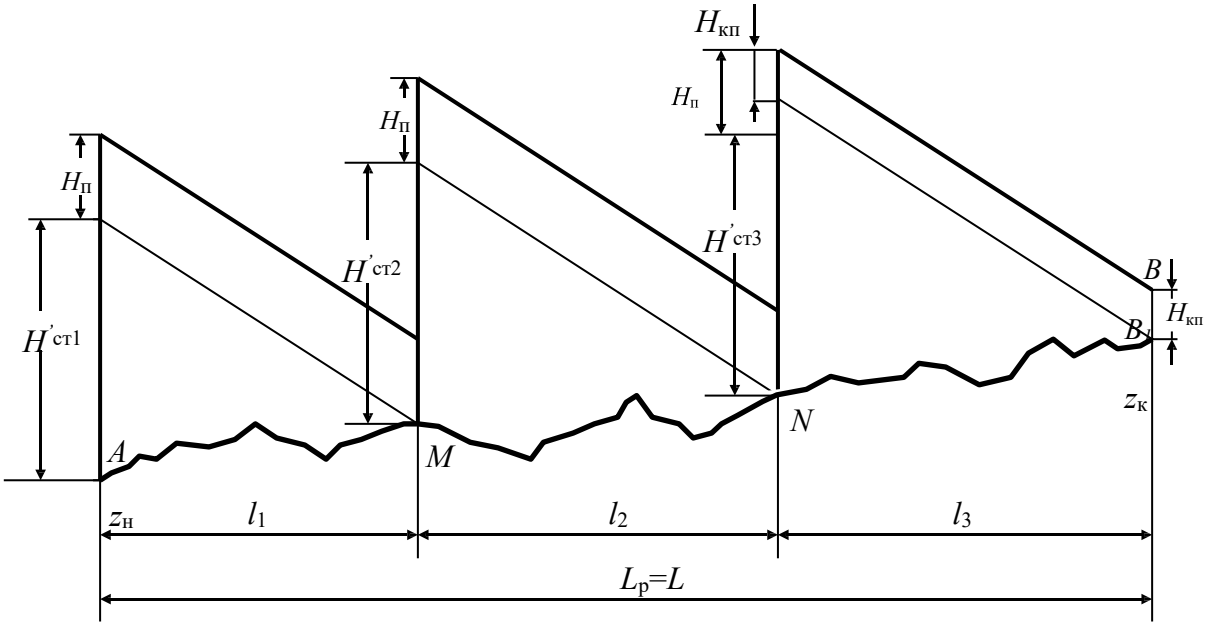


Рис. 7.1. Пример расстановки перекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра

Постройте треугольник гидравлического уклона *abc* (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах сжатого профиля трассы.

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот откладывается напор $H'_{ст1}$, развиваемый основными насосами первой станции, добавляем величину подпора $H_п$.

Место положения на трассе второй перекачивающей станции определяется с помощью отрезка, проведенного из вершины напора $H_{ст1}$ параллельно линии гидравлического уклона до пересечения с профилем. Расположению второй перекачивающей станции будет соответствовать точка *M* на профиле трассы.

Для последней насосной станции из точки *N* по вертикали в масштабе отложите сумму напора последней станции $H'_{ст3}$ и разности $H_п - H_{кп}$. Линия гидравлического уклона, проведенная из отметки $H_п - H_{кп}$ должна совпадать с конечной отметкой $z_к$ нефтепровода.

округление числа станций в сторону уменьшения

В данном случае для компенсации недостающего напора прокладывают лупинг. Необходимо распределить общую длину лупингов по перегонам между станциями. Лупинг можно применить в любом месте расчетной длины трассы. Наиболее целесообразно размещать в конце перегона между насосными станциями. При этом рассчитывается **длина лупинга**:

$$l_л = \frac{H_{ст}(n_{нс} - n''^{нс})}{i(1-\omega)}, \qquad (7.10)$$

где ω – расчетный коэффициент:

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_л}{d_{вн}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}, \qquad (7.11)$$

при:

ламинарном течении ω = 0,5;

турбулентном течении

в зоне гидравлически гладких труб ω = 0,296;

в зоне смешанного трения ω = 0,272;

в зоне квадратичного трения ω = 0,25;

m – коэффициент Лейбензона (табл. 7.2);

Таблица 7.2

Величины коэффициентов Лейбензона

Режим течения	m	A_1	β, с^2/м
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блазиуса	0,25	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,127\lg e-0,627}$	$0,0802\,A_1$
зона квадратичного трения	0	λ	$0,0827\,\lambda$

и **гидравлический уклон на участке с лупингом**, который определяется через гидравлический уклон и диаметр основной «нитки» трубопровода:

$$i_{\text{л}} = \frac{i}{\left[1+\left(\dfrac{d_{\text{л}}}{d_{\text{вн}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} = \omega\, i\,. \qquad (7.12)$$

Рассмотрим особенности расстановки НПС по трассе нефтепровода для исходных данных, рассмотренных выше.

Дополнительно строится гидравлический треугольник *abd*. Его гипотенуза *bd* определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом $i_{\text{л}}$ (рис. 7.2).

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот откладывается напор $H_{\text{ст1}}$, развиваемый основными насосами первой станции и величину подпора $H_{\text{п}}$. Проведем линии гидравлических уклонов из концов соответствующих отрезков до пересечения с профилем трассы. Отложите в масштабе в точке *X* величину подпора $H_{\text{п}}$ и из полученной точки проведите линию гидравлического уклона $i_{\text{л}}$. Точка пересечения этой линии с линией гидравлического уклона i даст длину лупинга $l_{\text{л1}}$.

Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков $l_{\text{л1}}$, $l_{\text{л2}}$ и $l_{\text{л3}}$ должна равняться расчетной длине лупинга $l_{\text{л}}$, найденной из выражения (7.10).

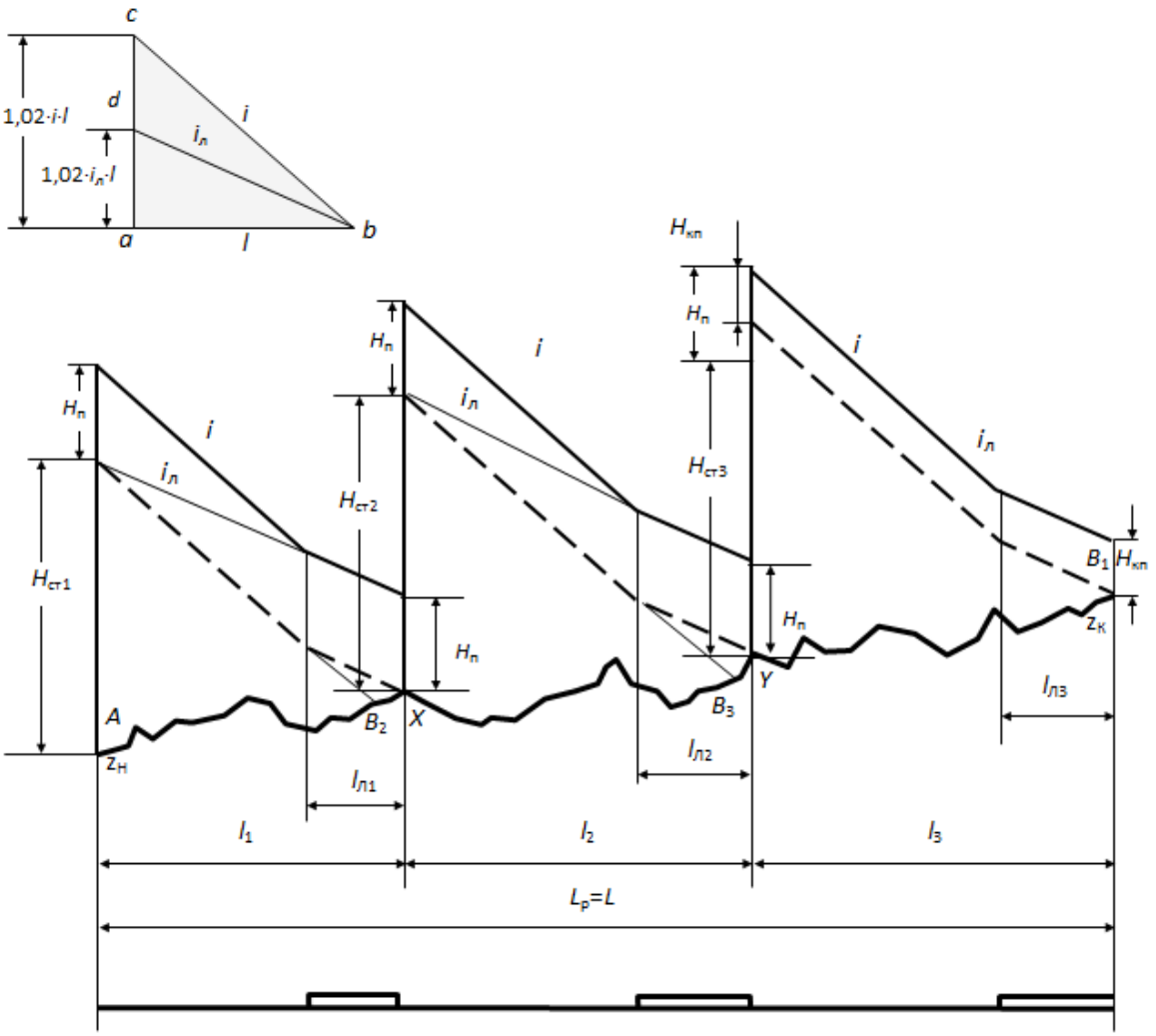


Рис. 7.2. Расстановка перекачивающих станций и лупингов по трассе нефтепровода

7.3. Построение графика совместной работы нефтепровода и всех НПС. Графическое определение рабочей точки системы

Для построения совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций проведите расчеты, результаты сведите в таблицу 7.3.

Таблица 7.3

Данные для построения совмещенной характеристики нефтепровода и НПС

Q, м^3/ч	+ + , м	при общем количестве основных насосов на всех станциях			
		…			
400					
600					
800					
1000					
1200					
1400					

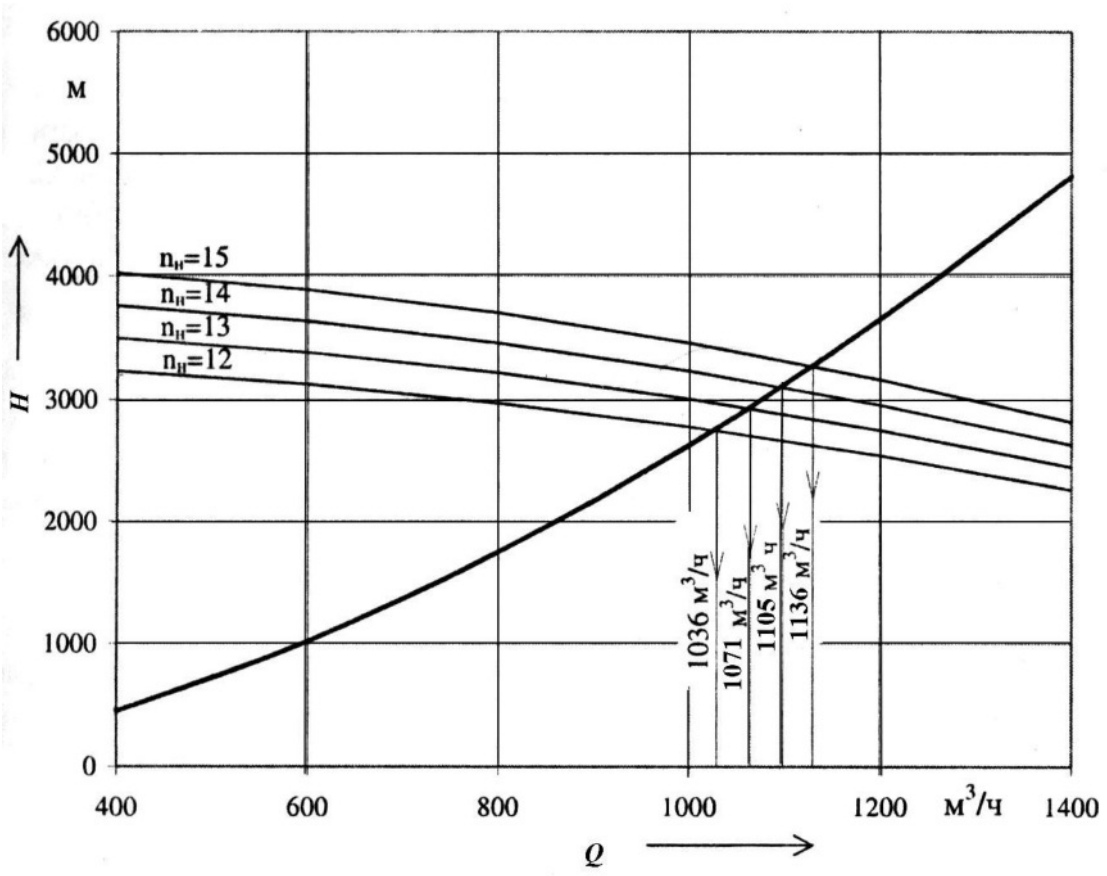


Рис. 7.3. Пример совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций: проектная производительность Q = 1066 м^3/ч, количество насосных станций – пять, количество насосов, работающих на станции – три

Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций позволяет определить при каком количестве работающих насосов обеспечивается проектная производительность нефтепровода.

Из рис. 7.3 можно видеть, что проектная производительность нефтепровода для данного примера обеспечивается при работе на станциях тринадцати насосов.

При распределении количества насосов следует иметь в виду, что большее их число должно быть установлено на НПС, расположенных в начале трубопровода, и меньшее – в его конце.

7. РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Система технико-экономических показателей работы предприятия позволяет охарактеризовать его производственно-хозяйственную деятельность.

✓ **Тариф на транспортировку нефти**

За услуги по транспортировке нефти с нефтедобывающих предприятий взимается плата по тарифам, устанавливаемым государственным органом регулирования естественных монополий – Федеральной службой по тарифам (ФСТ России).

Т(тариф) = Тв(тарифная выручка) / Г(грузооборот).

При этом **тариф** устанавливается за единицу транспортной работы, то есть за 100 т·км. Средний тариф по России (в системе ОАО «АК «Транснефть») по состоянию на 01.01.2011 г. составляет:

Т = 38,5741 руб./ 100 т·км.

✓ **Тарифная выручка**

Тарифная выручка (Тв) – сумма денежных средств, полученных предприятием за оказанные услуги по транспортировке нефти. Тарифная выручка определяется как произведение объема товарной продукции на стоимость ее реализации.

✓ **Себестоимость перекачки**

«Положением об определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам», утвержденным ФСТ России, установлено, что расчетная величина тарифа должна обеспечить покрытие экономически обоснованных затрат и образование прибыли в достаточном размере. Этот размер составляет 15 %. Таким образом, норма прибыли (или рентабельность) в тарифе за услуги по транспортировке нефти составляет 15%, а удельная себестоимость – 85 %.

Таблица 8.1.

Расчетные формулы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Усл. обозн.	Расчетная формула
1	2	3	4	5
1.	**Показатели объемов производства**			
1.1.	Перекачка нефти	тыс. т	Пн	–
1.2.	Объем транспортной работы	млн т · км	От	От = Пн /П, где П – протяженность трубопровода, км
1.3.	Тарифная выручка	млн руб.	Тв	$Т_В = О_Т \cdot Т$, где Т – тариф на перекачку, руб./100 т·км
2.	**Финансовые показатели**			
2.1.	Затраты на перекачку нефти	млн руб.	Зп	–
2.2.	Себестоимость перекачки 1 т нефти	руб./т	Спн	Спн = Зп / Пн
2.3.	Себестоимость единицы транспортной работы	руб./т·км	Ст	Ст = Зп / От
2.4.	Прибыль от реализации	млн руб.	$П_р$	$П_Р = Т_В - З_П$
2.5	Чистая прибыль	млн руб.	$П_ч$	$П_ч = П_р - Н$, где $П_р$ – прибыль от реализации (налогооблагаемая прибыль), руб.; Н – расходы по налогу на прибыль (с 01.01.2009 г. ставка налога на прибыль составляет 20 % от налогооблагаемой прибыли), руб.

✓ **Затраты на перекачку**

Общая сумма затрат на перекачку нефти:

$$З_п = Q \cdot L \cdot С_{уд},$$

где Q – объем перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, т;

L – протяженность участка магистрального нефтепровода, км;
$Q \cdot L$ – транспортная работа (грузооборот) т·км;
$C_{уд}$ – удельная себестоимость, то есть себестоимость перекачки 1 т нефти на 100 км, в руб. за единицу транспортной работы (100 т·км).

✓ **Прибыль от реализации**

Прибыль (убыток) от реализации ($П_р$) – это финансовый результат, полученный предприятием от основной деятельности; равен разнице между тарифной выручкой и затратами на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам.

✓ **Чистая прибыль**

После уплаты налога на прибыль и других платежей в бюджет оставшаяся часть прибыли – чистая прибыль ($П_ч$) остается в распоряжении предприятия и используется им самостоятельно.

8. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Данные для технологического расчета магистрального нефтепровода

№ варианта	$t_{п.н}$, °С	$\rho_{ст} = \rho_{20}$, кг/м^3	$\mu_{ст} = \mu_{20}$, мПа·с	$G_г$, млн т/год	L, км	$n_э$	ΔZ, м	Число НПС
	- 0,5	765	95	6,0	900	2	900	$> n_{нс}$

Данные для построения профиля трассы нефтепровода

Расстояние l, км	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900
Отметка z, м	50,0	200,0	287,5	250,0	375	587,5	600	712,5	875	950,0

Данные для расчета технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
	7,45	50 211,6

9.1. Расчет основного магистрального насоса

9.1.1. В соответствии с заданной пропускной способностью МНП $G_г$ выберем его ориентировочные параметры.

Таблица 9.1.1

Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность (грузопоток) $G_г$, млн т/год	Диаметр наружный $D_н$, мм	Допустимое давление $P_{доп}$, МПа
4,0 – 9,0	530	6,3

9.1.2. Определим расчетную толщину стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону):

Принимаем для расчета $K_{у.р.}$ = 0,9 для III категории трубопровода; $K_{н.м1}$ = 1,4; $K_Н$ = 1.

Расчѐтное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа:

$$[\sigma_р] = \frac{\sigma_р \cdot K_{у.р.}}{K_{н.м1} \cdot K_н} = [510 \cdot 0{,}9]/[1{,}4 \cdot 1] = 327{,}9 \text{ МПа}.$$

$$\delta = \frac{K_{Нр} \cdot P_{доп} \cdot D_н}{2([\sigma_р] + K_{Нр} \cdot P_{доп})} = [1{,}1 \cdot 6{,}3 \cdot 530]/[2 \cdot (327{,}9 + 1{,}1 \cdot 6{,}3)] = 10{,}97 \text{ мм}.$$

Принимаем δ =11 м.

9.1.3. Определим внутренний диаметр трубопровода

$d_{вн} = D_н - 2 \cdot \delta$ = 530 – 2·11 = 508 мм.

9.1.4. Определим плотность перекачиваемой нефти

Таблица 9.1.2

Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, *кг/м*^{3}	Температурная поправка γ, $\left(\frac{кг}{м^3 \cdot {}^oC}\right)$
760,0 – 769,9	0,818

$\rho_t = \rho_{ст} - \gamma(t_{п.н} - t_{ст})$ =765 – 0,818·(– 0,5 – 20) = 781,77 кг/м^3.

9.1.5. Определим расчетный часовой $Q_ч$ и секундный Q_c расходы нефти:

$$Q_ч = \frac{G_г \cdot 10^9 \ K_п}{N_г \cdot 24 \cdot \rho_t} = [6{,}0\cdot 10^9\cdot 1{,}07]/[352\cdot 24\cdot 781{,}77] = 972{,}1 \ м^3/ч;$$

Принимаем $K_п$ = 1,07 – для однотрубных (однониточных) нефтепроводов.

Таблица 9.1.3

Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L, км	Диаметр нефтепровода $D_Н$, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
L > 700	352 (350)	349 (345)

$Q_с = Q_ч/3600$ = 972,1/3600 = 0,270 м^3/с.

9.1.6. Скорость перекачки V :

$$V = \frac{Q_с}{S_{прох}} = \frac{Q_с}{\pi \ d_{вн}^2/4} = \frac{4Q_C}{\pi \ d_{вн}^2} = [4\cdot 0{,}270]/[3{,}141\cdot 0{,}508^2] = 1{,}33 \ м/с.$$

9.1.7. В соответствии с расчѐтной часовой пропускной способностью $Q_ч$ выберем марку основного магистрального насоса (НМ).

Таблица 9.1.4

Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	**Номинальный режим на воде**						**Число ступеней (рабочих колѐс), $n_к$**
	Подача $Q_{О.Н}$, м^3/ч	Напор $H_{О.Н}$, м	Частота вращения, n, об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп.\ Н,\ м}$	КПД $\eta_{он}$,%	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{О.Н}$, кВт	
Насосы спиральные одноступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу $n_{ВС}$ = 2							
НМ 1250-260*	1259	260	3 000	20	80	1250	1

9.1.8. Рассчитаем подачу насоса в оптимальном режиме:
$Q_{\text{мв опт}} = -c_{1\text{в}}/(2c_{2\text{в}})$= [– 10,36 $\cdot 10^{-4}$]/[2·(–44,35·10^{-8})] = 1168 м^3/ч, при которой максимальный к.п.д. на воде равен:
$\eta_{\text{м. в}_{max}} = c_{0\text{в}} + c_{1\text{в}}Q_{\text{м в опт}} + c_{2\text{в}}Q^2_{\text{м в опт}}$=20,29·$10^{-2}$+10,36· ·$10^{-4}$·1168–44,35·$10^{-8}$·$1168^2$ = 0,81.

9.1.9. Определим границы рабочей области
$Q_{\text{л}}$ = 0,8 $Q_{\text{м в опт}}$ = 0,8·1168 = 934,4 м^3/ч;
$Q_{\text{п}}$=1,2 $Q_{\text{м в опт}}$ = 1,2 ·1168 = 1401,6 м^3/ч.

9.1.10. Определим аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2):
$H_{\text{м в}} = h_{\text{м в}} - b_{\text{м в}}Q^2$ = 318,8 – (3,85·10^{-5} ·1250^2) = 258,64 м,
где $h_{\text{м в}}$ = [285·$1401{,}6^2$ – 243·$934{,}4^2$]/[$1401{,}6^2$ – $934{,}4^2$] = 318,8 м;
$b_{\text{м в}}$ = [285– 243]/[$1401{,}6^2$ – $934{,}4^2$] = 3,85·10^{-5} ч^2/м^5.

Напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме:
$H_{\text{м в опт}} = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}}Q^2_{\text{м в опт}}$ = 318,8 – (3,85·10^{-5} ·1168^2) = 266,28 м.

9.1.11. Оценим правильность вычисления коэффициентов
$\delta = \left|\dfrac{F(Q_{\text{о.н}}) - H_{\text{о.н}}}{H_{\text{о.н}}}\right| \cdot 100\ \%$ = ⎪[378,95–371,32]/[371,32]⎪·100 % = 3 % ≤ 5 %.

9.2. Расчет подпорного магистрального насоса

Выбираем подпорный насос НПВ 600-60.

9.2.1. Определим подачу подпорного насоса в оптимальном режиме
$Q_{\text{п опт}} = -c_{1\text{в}}/(2c_{2\text{в}})$= [– 24·$10^{-4}$]/[2·(– 209·$10^{-8}$)] = 574,2 м^3/ч.

9.2.2. Определим максимальный к.п.д. на воде
$\eta_{\text{м. в}_{max}} = c_{0\text{в}} + c_{1\text{в}}Q_{\text{п в опт}} + c_{2\text{в}}Q^2_{\text{п в опт}}$= 9,15·$10^{-2}$ + 24·10^{-4}·574,2 – 209·10^{-8}·$574{,}2^2$ = 0,78.

9.2.3. Напорная характеристика подпорных насосов в оптимальном режиме

$H_{\text{п в опт}} = h_{\text{п в}} + a_{\text{п в}} \cdot Q - b_{\text{п в}} Q^2 = 75{,}3 + 0 \cdot 574{,}2 - 45 \cdot 10^{-6} \cdot 574{,}2^2 = 60{,}46$ м.

9.2.4. Определим аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи

$H_{\text{п в}} = h_{\text{п в}} + a_{\text{п в}} \cdot Q - b_{\text{п в}} Q^2 = 75{,}3 + 0 \cdot 600 - 45 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 59{,}1$ м.

9.3. Пересчет характеристик основного и подпорного насосов с воды на вязкую жидкость

Основной магистральный насос

9.3.1. Определим кинематическую вязкость нефти

$\nu_t = \mu_t / \rho_t = 0{,}159/781{,}77 = 2{,}03 \cdot 10^{-4}$ м^2/с = 2,03 Ст,

где $\mu_t = \mu_{\text{ст}} \cdot e^{-\beta(t_{\text{п.н}} - t_{\text{ст}})} = 95 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}7^{[-0{,}025 \cdot (-0{,}5-20)]} = 158{,}6 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

9.3.2. Рассчитаем критическое значение вязкости перекачиваемой среды $\nu_{\text{п}}$.

$\text{Re}_{\text{н}} = \dfrac{n \cdot D_{\text{к}}^2}{\nu_t} = [3000 \cdot 0{,}44^2]/[60 \cdot 2{,}03 \cdot 10^{-4}] = 47684,$

$\text{Re}_{\text{п}} = 3{,}16 \cdot 10^5 \left(Q_{\text{в опт}} / n_{\text{в с}}\right)^{0{,}5} = 3{,}16 \cdot 10^5 \cdot 52{,}1^{-0{,}305} = 94613,$

где $n_s = 3{,}65 \dfrac{n}{60} \left(H_{\text{в опт}} / n_{\text{к}}\right)^{0{,}75} =$

$3{,}65 \cdot [(3000 \cdot [1168/2]^{0{,}5})/(60 \cdot [371{,}32/1]^{0{,}75})] = 52{,}1.$

$\text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{п}}$ (47684 < 94613), ($\nu_t > \nu_{\text{п}}$), следовательно, характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде, отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости, т.е. коэффициенты в уравнении:

$$H_{\text{м в опт}} = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}} Q_{\text{м в опт}}^2$$

пересчитываются.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_{\text{п}}$, выше которого необходим пересчèт напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$\nu_{\text{п}} > nD_{\text{к}}^2 / \text{Re}_{\text{п}} = [3000 \cdot 0{,}44^2]/[60 \cdot 94613] = 1{,}02 \cdot 10^{-4}$ м^2/с = 1,02 Ст.

9.3.3. Определим коэффициенты пересчета напора K_H, подачи K_Q и к.п.д. K_η насоса с воды на вязкую нефть:

K_H =1–0,1281·lg[94613/47684] = 0,962;

$K_Q = 0{,}962^{1{,}5}$ =0,943;

K_η = 1–0,37·lg[102214/47684] = 0,877,

где $\mathrm{Re}_{\text{гр}} \approx 0{,}224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0{,}384} = 0{,}224 \cdot 10^5 \cdot 52{,}1^{0{,}384} = 102214$,

$a_\eta \approx 1{,}33 \cdot n_s^{-0{,}326} = 1{,}33 \cdot 52{,}1^{-0{,}326} = 0{,}37$.

9.3.4. Определим аппроксимационные коэффициенты при работе насоса на высоковязкой нефти:

$h_{\text{м}\nu} = K_H \cdot h_{\text{м в}} = 0{,}962 \cdot 318{,}8 = 306{,}68$;

$a_{\text{м}\nu} = a_{\text{м в}} \dfrac{K_H}{K_Q} = \dfrac{a_{\text{м в}}}{K_H^{0{,}5}} = 0$;

$b_{\text{м}\nu} = b_{\text{м в}} \dfrac{K_H}{K_Q^2} = \dfrac{b_{\text{м в}}}{K_H^2} = [3{,}85 \cdot 10^{-5}]/[0{,}962^2] = 4{,}16 \cdot 10^{-5}$;

$c_{0\nu} = K_\eta \cdot c_{0\text{в}} = 0{,}877 \cdot 20{,}29 \cdot 10^{-2} = 17{,}8 \cdot 10^{-2}$;

$c_{1\nu} = c_{1\text{в}} \cdot \dfrac{K_\eta}{K_Q} = 10{,}36 \cdot 10^{-4} \cdot [0{,}877/0{,}943] = 9{,}63 \cdot 10^{-4}$;

$c_{2\nu} = c_{2\text{в}} \cdot \dfrac{K_\eta}{K_Q^2} = -44{,}35 \cdot 10^{-8} \cdot [0{,}877/0{,}943^2] = -43{,}75 \cdot 10^{-8}$.

$H_{\text{м}\nu_{\text{опт}}} = h_{\mu\nu} - b_{\mu\nu} \cdot Q^2_{\nu_{\text{опт}}} = 306{,}68 - 4{,}16 \cdot 10^{-6} \cdot 1250^2 = 241{,}58$ м при $a_{\text{м в}}$ = 0.

9.3.5. Определим подачу основного насоса в оптимальном режиме при работе на высоковязкой нефти:

$Q_{\text{м}\nu\,\text{опт}} = -c_{1\text{в}}/(2c_{2\text{в}}) = [-9{,}63 \cdot 10^{-4}]/[2 \cdot (-43{,}75 \cdot 10^{-8})] = 1100{,}5$ м^3/ч.

9.3.6. Определим максимальный к.п.д. основного насоса при работе на высоковязкой нефти:

$\eta^{\text{м}}_{\nu\max} = c_{0\nu} + c_{1\nu} Q_{\text{м}\nu_{\text{опт}}} + c_{2\nu} Q^2_{\text{м}\nu_{\text{опт}}} = 17{,}8 \cdot 10^{-2} + 9{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 1100{,}5 - 43{,}75 \cdot 10^{-8} \cdot 1100{,}5^2 = 0{,}708$.

9.3.7. Напорная характеристика в оптимальном режиме:

$H_{\mu\nu_{\text{опт}}} = h_{\mu\nu} - b_{\mu\nu} \cdot Q^2_{\nu_{\text{оп}}} = 306{,}68 - (4{,}16 \cdot 10^{-5} \cdot 1100{,}5^2) = 256{,}2$ м.

Подпорный насос

9.3.8. Определим кинематическую вязкость нефти

$\nu_t = \mu_t/\rho_t$ = 0,159/781,77 = 2,03·10^{-4} м^2/с = 2,03 Ст,

где $\mu_t = \mu_{ст} \cdot e^{-\beta(t_{п.н} - t_{ст})}$ = 95 ·10^{-3}· 2,7 $^{[-0,025\cdot(-0,5-20)]}$=158,6·10^{-3} Па·с.

9.3.9. Рассчитаем критическое значение вязкости перекачиваемой среды $\nu_п$.

$\mathrm{Re}_н = \dfrac{n \cdot D_к^2}{\nu_t}$ = [1485·0,445^2]/[60·2,03·10^{-4}] = 24143,

$\mathrm{Re}_п = 3{,}16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0{,}305}$ = 3,16·10^5·70,6$^{-0,305}$ = 86258,

где $n_s = 3{,}65 \dfrac{n \left(Q_{в\,опт} / n_{в\,с}\right)^{0,5}}{60 \left(H_{в\,опт} / n_к\right)^{0,75}}$ =

3,65· [(1485·[574,2/2]^{0,5})/(60·[60,46/1]^{0,75})]=70,6.

$\mathrm{Re}_н < \mathrm{Re}_п$ (44000 < 83480), ($\nu_t > \nu_п$), следовательно, характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде, отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости, то есть коэффициенты в уравнении:

$$H_{п\,в} = h_{п\,в} - b_{п\,в} Q^2$$

пересчитываются.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_п$, выше которого необходим пересчèт напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$\nu_п > nD_к^2 / \mathrm{Re}_п$ = [1485·0,445^2]/[60·86258]=0,57·10^{-4} м^2/с = 0,57 Ст.

9.3.10. Определим коэффициенты пересчета напора K_H, подачи K_Q и к.п.д. K_η насоса с воды на вязкую нефть:

K_H =1–0,1281·lg[86258/22278] = 0,924;

K_Q = 0,924^{1,5} =0,888;

K_η = 1–0,332·lg[114865/22278] = 0,764,

где $\mathrm{Re}_{гр} \approx 0{,}224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0{,}384}$ = 0,224·10^5·70,6^{0,384} = 114865,

$a_\eta \approx 1{,}33 \cdot n_s^{-0{,}326}$ = 1,33·70,6$^{-0,326}$ = 0,332.

9.3.11. Определим коэффициенты при работе насоса на высоковязкой нефти:

$h_{\text{п}\nu} = 0{,}924 \cdot 75{,}3 = 69{,}58$;

$a_{\text{п}\nu} = 0$;

$b_{\text{п}\nu} = 45 \cdot 10^{-6} \cdot [0{,}924]/[0{,}888^2] = 52{,}73 \cdot 10^{-6}$;

$c_{0\nu} = K_{\eta_K} \cdot c_{0\text{в}} = 0{,}764 \cdot 9{,}15 \cdot 10^{-2} = 6{,}99 \cdot 10^{-2}$;

$c_{1\nu} = c_{1\text{в}} \cdot \frac{\eta}{K_Q} = 24 \cdot 10^{-4} \cdot [0{,}764/0{,}888] = 20{,}65 \cdot 10^{-4}$;

$c_{2\nu} = c_{2\text{в}} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q^2} = -209 \cdot 10^{-8} \cdot [0{,}764/0{,}888^2] = -202{,}5 \cdot 10^{-8}$.

$H_{\text{п}\nu} = h_{\text{п}\nu} - b_{\text{п}\nu} \cdot Q^2 = 69{,}58 - 52{,}73 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 50{,}61$ м при $a_{\text{м в}} = 0$.

9.3.12. Определим подачу основного насоса в оптимальном режиме при работе на высоковязкой нефти:

$Q_{\text{п}\nu\,\text{опт}} = -c_{1\text{в}}/(2c_{2\text{в}}) = [-20{,}65 \cdot 10^{-4}]/[2 \cdot (-202{,}5 \cdot 10^{-8})] = 509{,}9$ м^3/ч.

9.3.13. Определим максимальный к.п.д. основного насоса при работе на высоковязкой нефти:

$\eta_{\text{п}\nu\,\max} = 6{,}99 \cdot 10^{-2} + 20{,}65 \cdot 10^{-4} \cdot 509{,}9 - 202{,}5 \cdot 10^{-8} \cdot 509{,}9^2 = 0{,}59$.

9.3.14. Напорная характеристика в оптимальном режиме:

$H_{\text{п}\nu\,\text{опт}} = 69{,}58 - 52{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 509{,}9^2 = 55{,}88$ м.

Таблица 9.1.4

Режим	Подача, м^3/с	Напор, *м*	к.п.д.
Магистральный насос			
номинальный	1250	260	0,8
оптимальный на воде	1168	266,28	0,81
оптимальный на нефти	1100,5	256,2	0,708
Подпорный насос			
номинальный	600	60	0,77
оптимальный на воде	574,2	60,46	0,78
оптимальный на нефти	509,9	55,88	0,59

Действительный напор одного насоса:

Таблица 9.1.5

Данные для построения графика совместной работы НПС и МНП

Q, м^3/ч	Характеристика трубопровода	Характеристика нефтеперекачивающих станций при количестве основных насосов на всех станциях				
		28	29	30	31	32
400	2398,4	8523,0	8823,0	9123,0	9423	9723,1
600	3884,4	8268,9	8560,6	8852,3	9144,0	9435,7
800	5798,1	7913,2	8193,3	8473,3	8753,4	9033,5
1000	8109,4	7455,9	7721,0	7986,1	8251,2	8516,3
1200	10800,4	6897,0	7143,8	7390,6	7637,4	7884,1
1400	13842,3	6236,5	6461,6	6686,8	6911,9	7137,1

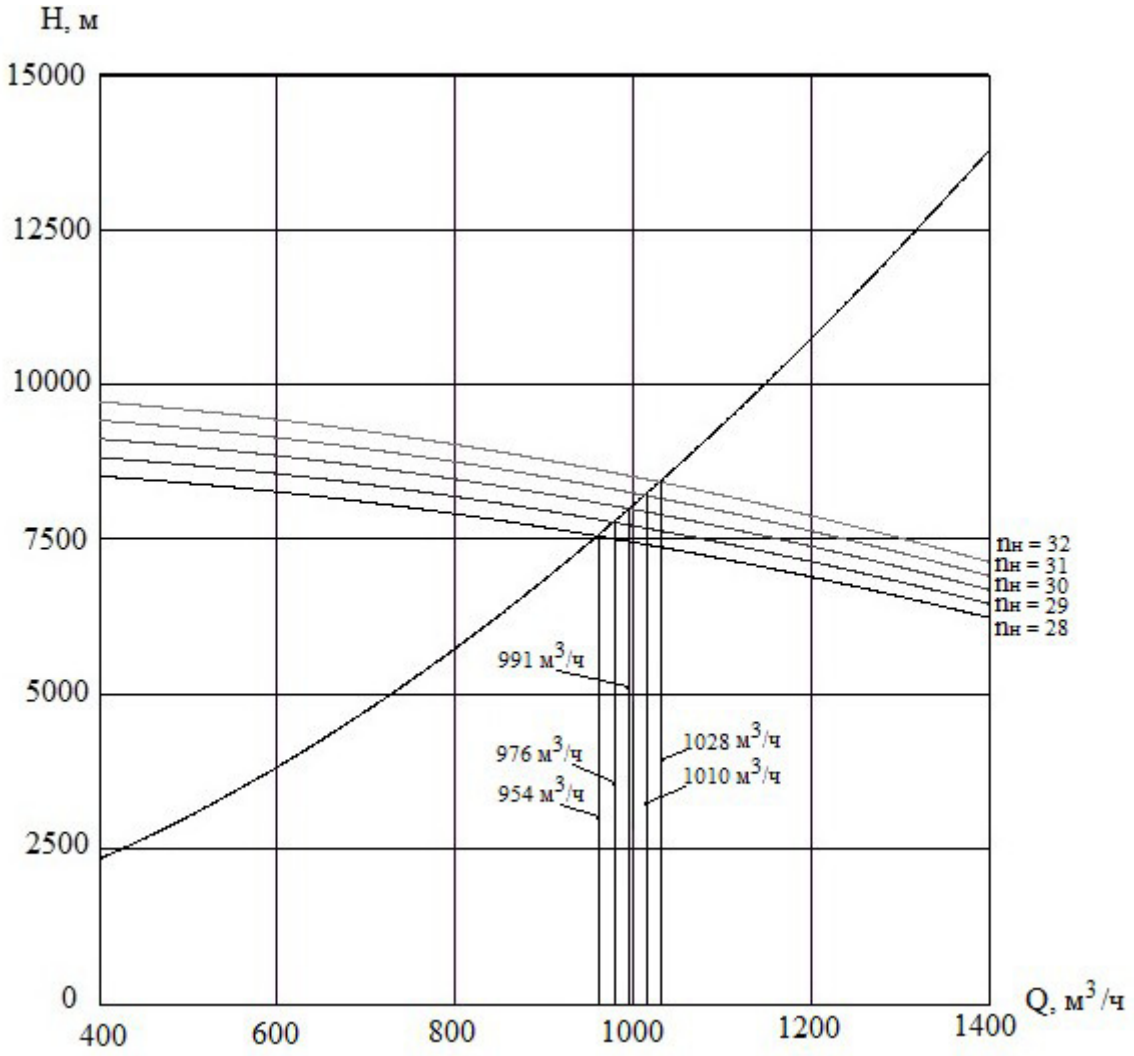


Рис. 9.1. Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций

При количестве работающих насосов производительность нефтепровода составляет соответственно 954, 976, 991, 1010, 1028 м^3/ч. При этом проектная производительность нефтепровода обеспечивается при работе на станциях 29 насосов. Выберем следующую схему включения насосов на насосных станциях: 3–3–3–3–3–3–3–3–3–2.

Выполним расстановку насосных станций по трассе нефтепровода, с округлением числа станций в большую сторону.

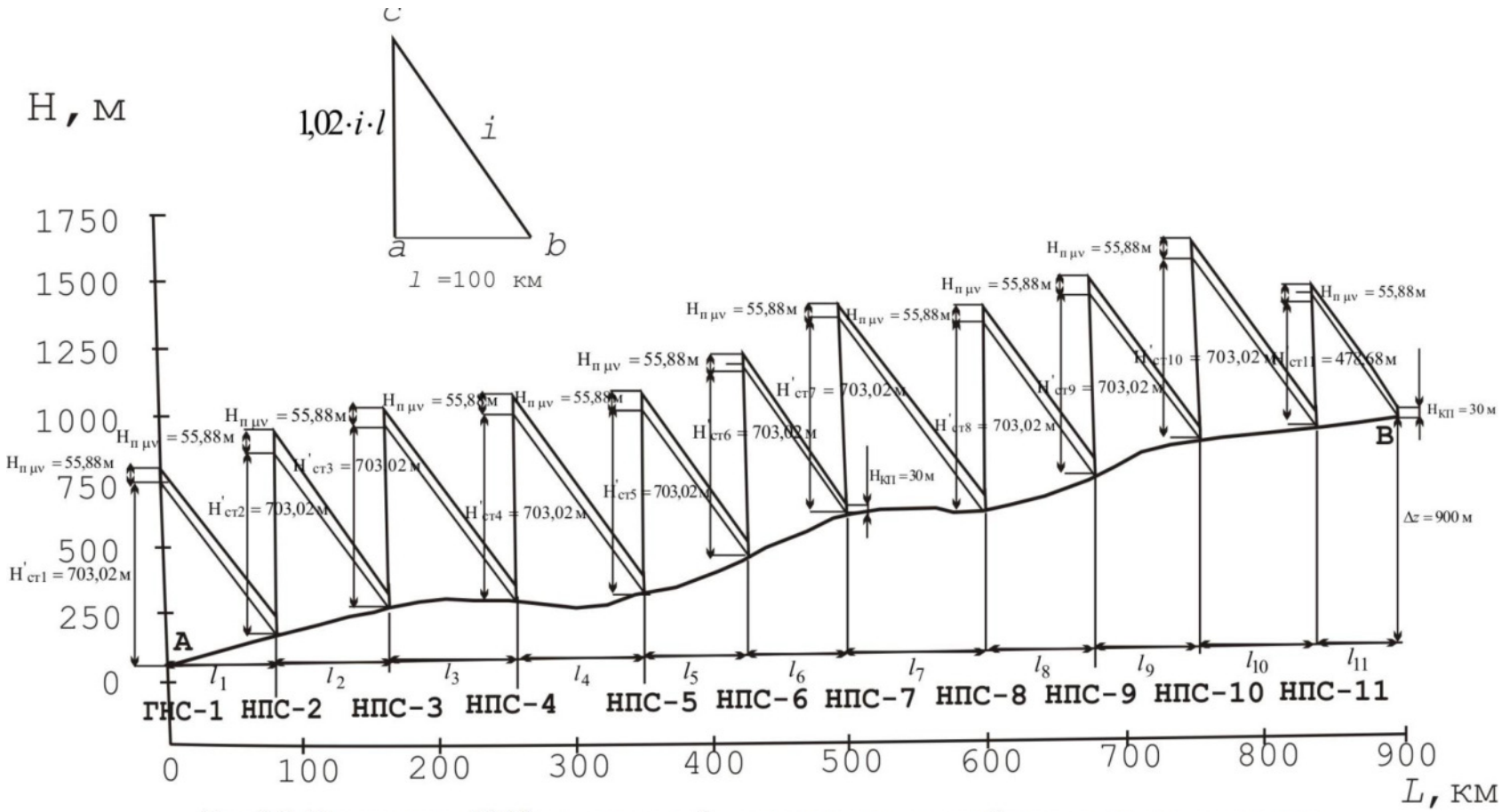


Рис.9.2. Расстановка НПС по трассе нефтепровода для условий рассмотренного примера

Таблица 9.1.6

Расчетные значения высотных отметок НПС и длин линейных участков нефтепровода

Нефтеперекачивающая станция	Высотная отметка z_i, м	Расстояние от начала нефтепровода, км	Длина линейного участка l_i, км
ГНПС-1	50,0	0	80,0
НПС-2	175,0	80,0	85,0
НПС-3	250,0	165,0	90,0
НПС-4	287,5	255,0	95,0
НПС-5	300,0	350,0	75,0
НПС-6	425,0	425,0	75,0
НПС-7	587,5	500,0	100,0
НПС-8	600,0	600	80,0
НПС-9	712,5	680	75,0
НПС-10	837,5	755,0	85,0
НПС-11	887,5	840,0	60,0
КП	950,0	900	-

9.6. Расчет некоторых технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассчитанное значение
1.	Объем транспортной работы	млн т·км	45 190,4
2.	Тарифная выручка	млн руб.	3366,7
3.	Себестоимость единицы транспортной работы	руб./т·км	6,3
4.	Затраты на перекачку нефти	млн руб.	2847,0
5.	Себестоимость перекачки 1 т нефти	руб./т	56,7
6.	Прибыль от реализации	млн руб.	519,7

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Таблица П1.1

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1	Поставщик труб, №№ технических условий
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	$\sigma_т$, МПа		
5,4…7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
		10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	09ГБЮ	550	380		
5,4…7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04-94
		10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380		
6,3	1020	12,5; 12,9; 15,5; 16	13Г1С-У	540	390	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1698-90
6,3	1020	11,4	13Г1С-У	540	390	1,34	НМТЗ, ТУ-14-3-1424-86
6,3 5,4 5,4	1020 1020 1020	11; 11,5; 12 9,5; 10; 10,5 8; 8,5; 9	17Г1С 17Г1С К60	510 510 588	363 363 441	1,4	ВТЗ, ТУ1104-138100-357-02-96
5,4…7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	13Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-25-86
5,4…7,5	820	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
5,4…7,4	820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04-94
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34	ВМЗ, ТУ-14-3Р-01-93
5,4…7,4	720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
5,4…7,4	720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
5,4…7,4	630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ, ТУ-322-8-10-95
5,4…7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ, ТУ-322-8-10-95
7,4	530	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
7,4	530	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	-	529	392	1,34	ВМЗ, ТУ-14-3Р-01-93
5,4…7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
5,4…7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04-94

Примечание. ЧТЗ – Челябинский трубный завод; НМТЗ – Новомосковский трубный завод; ВТЗ – Волжский трубный завод; ХТЗ – Харцызский трубный завод; ВМЗ – Выксунский металлургический завод

Таблица П1.2

Трубы сварные для магистральных газонефтепроводов (ГОСТ 20295-85)

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	$\sigma_т$, МПа	
159	4; 4,5; 5; 5,5	К34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	К38	380	240	
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К42	420	250	
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К50	500	350	
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	К52	520	360	
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	–//–	–//–	–//–	
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	–//–	–//–	–//–	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колèс), $n_к$
	Подача $Q_{о.н}$, м^3/ч	Напор $H_{о.н}$, м	Частота вращения, n, об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп.\ H}$, м	к.п.д. $\eta_{нн}$, %	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{о.н}$, кВт	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Насосы секционные многоступенчатые, с рабочими колесами одностороннего входа $n_{ВС}$ = 1							
НМ 125-550*	125	550	3 000	4,0	72	400	5
НМ 180-500*	180	500	3 000	4,0	72	400	5
НМ 250-475*	250	475	3 000	4,0	75	500	5
НМ 360-460*	360	460	3 000	4,5	78	630	3
НМ 500-300*	500	300	3 000	4,5	80	500	3
НМ 710-280*	710	280	3 000	6,0	80	800	3

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические характеристики насосов серии НМ

Насосы спиральные одноступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу $n_{ВС} = 2$							
НМ 1250-260*							
с ротором 1·$Q_{О.Н}$	1259	260	3 000	20	80	1250	1
со сменным ротором на подачу							
0,7·$Q_{О.Н}$	875	* *		16		1250	
и на подачу							
1,25 $Q_{О.Н}$	1562,5	* *		30		1600	
НМ 1800-240*	1800	240	3 000	25	83	1600	1
НМ 2500-230* с							
ротором1,0 $Q_{О.Н}$	2500	230	3 000	32	86	2000	1
- 0,7 $Q_{О.Н}$	1750	* *		30		2000	
- 0,5 $Q_{О.Н}$	1250	* *		-		2000	
- 1,25 $Q_{О.Н}$	3125	* *		3		2500	
НМ 3600-230* с							
ротором1,0 $Q_{О.Н}$	3600	230	3 000	40	87	2500	1
- 0,7 $Q_{О.Н}$	2520	* *		35		2500	
- 0,5 $Q_{О.Н}$	1800	* *		-		2500	
- 1,25 $Q_{О.Н}$	4500	* *		4		3150	
НМ 5000-210* с							
ротором1,0 $Q_{О.Н}$	5000	210	3 000	42	88	3150	1
- 0,7 $Q_{О.Н}$	3500	* *		-		3150	
- 0,5 $Q_{О.Н}$	2500	* *		-		3150	
НМ 7000-210* с							
ротором 1,0 $Q_{О.Н}$	7000	210	3 000	52	89	5000	1
- 0,7 $Q_{О.Н}$	4900	* *		45		5000	
- 0,5 $Q_{О.Н}$	3500	* *		-		4000	
- 1,25 $Q_{О.Н}$	8750	* *		-		6300	
НМ 10000-210* с							
ротором 1,0 $Q_{О.Н}$	10000	210	3 000	65	89	6300	1
- 0,7 $Q_{О.Н}$	7000	* *		52		6300	
- 0,5 $Q_{О.Н}$	5000	* *		-		5000	
- 1,25 $Q_{О.Н}$	12500	* *		8	87	8000	

*) Насосы прошлых лет выпуска.

**) Рассчитать по напорной характеристике насоса самостоятельно.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справочные данные по насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (4.9)			Параметры насоса, мм			
	$10^2 \cdot c_{0в}$	$10^{-4} \cdot c_{1в}$, ч/м^3	$10^{-8} \cdot c_{2в}$, ч^2/м^6	Диаметр патрубка (условный проход)		Диаметр рабочего колеса, $D_к$	Ширина лопаток рабочего колеса
				входного $D_{вх}$	выходного $D_{вых}$		
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Насосы секционные многоступенчатые							
НМ 125-550*	3,45	94	-3021	200	135	260*	16
НМ 180-500*	3,05	81	-2448	200	135	272*	16
НМ 250-475*	2,29	51	-871	250	190	300*	16
НМ 360-460*	7,61	38	-505	300	190	300*	24
НМ 500-300*	6,00	33	-352	300	235	300*	28
НМ 710-280*	-0,33	27	-213	300	235	315*	-
Насосы спиральные одноступенчатые							
НМ 1250-260*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	20,29	10,36	-44,35	353	353	440*	26
– 0,7 $Q_{О.Н}$	17,14	11,91	-52,68	353	353	418*	26
НМ 1250-260 ротор 1,25$Q_{О.Н}$	34,10	6,27	-21,7	353	353	450	
НМ 1800-240* ротор 1,0$Q_{О.Н}$	3,86	9,51	-28,57	512	380	440*	
НМ 2500 - 230*	6,86	7,11	-15,63	512	380	430*	36,2
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	4,96	7,94	-19,81	512	380	495*	38
- 0,7 $Q_{О.Н}$	5,66	9,73	-29,87	512	380	425*	26
- 0,5 $Q_{О.Н}$ НМ 2500 - 230	18,8	4,03	-6,2	512	380	450	
НМ 3600 - 230*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	7,05	5,30	-8,64	512	380	450*	41
- 0,7 $Q_{О.Н}$	4,29	6,32	-12,28	512	380	450*	43
- 0,5 $Q_{О.Н}$ НМ 2500 - 230 ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	7,55	7,62	-19,52	512	380	450*	29
	15,1	4,0	- 4,57	512	380	470	
НМ 5000 - 210*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	10,57	3,42	- 3,74	610	610	450*	70
- 0,7 $Q_{О.Н}$	22,61	3,66	- 5,33	610	610	470*	72
- 0,5 $Q_{О.Н}$	33,57	2,89	- 4,02	610	610	430*	70

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справочные данные по насосам типа НМ

НМ 7000 - 210*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	0,46	2,58	- 1.85	610	610	475*	61
- 0,7 $Q_{О.Н}$	3,14	3,14	- 3,11	610	610	475*	49
- 0,5 $Q_{О.Н}$	0,16	4,11	- 4,93	610	610	467*	52
НМ 7000 - 210							
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	2,25	2,0	01,23	610	610	490	
НМ 10000-210* с							
ротором 1,0 $Q_{О.Н}$	5,66	1,84	-1,02	610	800	495*	66
- 0,7 $Q_{О.Н}$	5,55	2,35	-1,70	610	800	505*	57
- 0,5 $Q_{О.Н}$	1,00	3,08	-2,86	610	800	475*	58
- 1,25 $Q_{О.Н}$	17,0	1,47	-0,76	610	800	530*	

*) - насосы прошлых лет выпуска

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Напоры H1 = F(Q1) и H2 =F(Q2), соответствующие левой и правой границам рабочей области (Q –H) – характеристики насосов

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего колеса $D_к$, *мм*	Напоры (в *м*), соотв. подачам Q_1 и Q_2	
		$H_1 = F(Q_1)$	$H_2 = F(Q_2)$
1	2	3	4
Насосы секционные			
НМ 125-550*	260*	539	414
НМ 180-500*	272*	559	469
НМ 250-475*	300*	472	405
НМ 360-460*	300*	498	423
НМ 500-300*	300*	347	272
НМ 710-280*	315	335	263
Насосы спиральные			
НМ 1250-260* ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	440*	285	243
– 0,7 $Q_{О.Н}$	418*	254	218
НМ 1250-260 ротор 1,25$Q_{О.Н}$	450	307	282
НМ 1800-240* Ротор 1,0$Q_{О.Н}$	440*	267	278
НМ 2500-230* ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	430*	257	217
- 0,7 $Q_{О.Н}$	405*	228	205
- 0,5 $Q_{О.Н}$	425*	220	186
НМ 2500-230 ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	450	270	144

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Напоры H1 = F(Q1) и H2 =F(Q2), соответствующие левой и правой границам рабочей области (Q –H) – характеристики насосов

НМ 3600-230*			
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	450*	281	226
- 0,7 $Q_{О.Н}$	450*	239	201
- 0,5 $Q_{О.Н}$	450*	241	201
НМ 2500-230			
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	470	253	215
НМ 5000-210*			
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	450*	190	143
- 0,7 $Q_{О.Н}$	470*	244	194
- 0,5 $Q_{О.Н}$	439*	58	25
НМ 7000-210*			
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	475*	241	168
- 0,7 $Q_{О.Н}$	475*	231	202
- 0,5 $Q_{О.Н}$	467*	207	161
НМ 7000-210			
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	490	263	187
НМ 10000-210*			
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	495*	225	195
- 0,7 $Q_{О.Н}$	505*	247	153
- 0,5 $Q_{О.Н}$	475*	230	183
- 1,25 $Q_{О.Н}$	530*	314	235

*) Насосы прошлых лет выпуска.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Техническая характеристика подпорных насосов (одноступенчатых с рабочим колесом двустороннего хода)

Типоразмер насоса	Номинальный режим (на воде)						Диам-р рабочего колеса D_K, мм	Коэффициенты в формуле (16)			Коэффициенты в формуле (9)		
	Подача $Q_{он}$, м³/ч	Напор $H_{он}$, м	Частота вращ. вала n, об/мин.	Допустимая кавитац. запас $\Delta h_{доп.он}$, м	К.П.Д $\eta_{он}$, %	Мощность привода N, кВ		$h_{ов}$, м	$a_{пв} \cdot 10^{-2}$, ч/м²	$b_{пв} \cdot 10^{-6}$, ч²/м⁵	$10^{-2} \cdot C_{0в}$	$10^{-4} \cdot C1_{в}$, ч²/м³	$10^{-8} \cdot C2в$, ч²/м⁶
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Горизонтальные серии НМП*, НД в Н и НД с Н*													
НМП 2500-74	2500	74	1000	3,0	72	800	690	80,3	-	0,961	27,3	2,21	-1,82
НМП 3600-78	2600	78	1000	3,0	83	800	725	89,2	-	0,842	2,09	4,2	-5,46
НМП 5000-115	5000	115	1000	3,5	85	1000	840	137,6	-	0,940	12,9	2,75	-2,69
8НД в Н	500	28	960	4,5	79	-	470	316	2,95	0,733	3,63	39,1	-481
12 НД с Н ротор 1 - 2 - 3	800	28	960	4,0	86		460 430 400	33,4 29,4 24,1	- - -	8,58 9,47 9.84	6,14 12,8 11,9	20,5 19,6 22,0	-126 -127 -158
12 НД с Н ротор 1 - 2	1100	30	960	5,0	88		480 540	39,0 48,7	- -	6,19 5.26	7,1 7,1	13,3 13,3	-59 -59
Вертикальные серии НПВ													
НПВ 150-60 ротор 1 - 2	150	60	2975	3,0	72	250	230 207	78,5 63,9	- -	836 875	- 4,9 7,07	99 73	-3150 -2370
НПВ 300-60 ротор 1 - 2	300	60	2975	3,0	75	250	240 216	78,5 63,1	- -	199 197	1,0 -15,1	47 57	-751 -960
НПВ 600-60 ротор 1 - 2	600	60	1485	4,0	77	400	445 400	75,3 62,1	- -	45 47,7	9,15 9,03	24 20	-209 -162
НПВ 1250-60* ротор 1 - 2	1250	60	1500	2,2	76	400	495* 445*	77,1 64,2	- -	11,48 47,7	5,0 5,0	10,01 10,01	-35,11 -35,11
НПВ 1250-60 ротор 1 - 2	1250	60	1500	2?2	76	400	525 500	74,8 69,2	- -	9,5 10,6	17,2 17,2	8 8	-24 -24

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Техническая характеристика подпорных насосов (одноступенчатых с рабочим колесом двустороннего хода)

							475	59,9	-	8,9	17,2	8	-24
НПВ 2500-80* ротор 1 - 2	2500	80	1500	3,2	82	800	530* 477*	113,3 82,9	- -	5,36 3,61	-0,75 -0,75	6,93 6,93	-14,4
НПВ 2500-80 ротор 1 - 2 - 3	2500	80	1500	3,2	82	800	540 515 487	797 96,4 86,3	- - -	1,0 4,5 4,4	32,3 32,3 32,3	4 4 4	-8,1 -8,1 -8,1
НПВ 3600-90* ротор 1 - 2	3600	90	1500	4,8	84	1250	640* 550*	136,3 101,8	- -	3,7 3,0	1,02 1,02	4,79 4,79	-6,69 -6,69
НПВ 3600-90 Ротор 1 - 2 - 3	3600	90	1500	4,8	84	1250	610 580 550	127 112 93,7	- - -	2,9 2,6 1,4	-3,64 -3,64 -3,64	4,5 4,5 4,5	-6,4 -6,4 -6,4
НПВ5000-120* ротор 1 - 2	5000	120	1500	5,0	85	2000	640* 576*	151,9 121,1	- -	1,33 1,24	3,71 3,71	3,54 3,54	-3,81 3.81
НПВ 5000-120 ротор 1 - 2 - 3	5000	120	1500	5,0	85	2000	645 613 580	151,3 132,7 120,7	- - -	1,3 0,99 1,0	22,4 22,4 22,4	2,6 2,6 2,6	-2,7 -2,7 -2,7

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

2. Аксельрад Э.Л. Расчет трубопроводов / Э.Л. Аксельрад, В.П. Иль- ин. – Л.: Машиностроение, 2017. – 240 с.
3. Бабин Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: учебное пособие для вузов по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз» / Л. А. Бабин, Л. И. Быков, В.Я. Волохов. – М.: Недра, 2016. – 176 с.
4. ГОСТ 3900-85* «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
5. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов».
6. Методика расчѐта напорных характеристик и пересчѐта параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости: РД39–30–990–84. –Уфа – АК «Транснефть», 2016.
7. Методика расчѐта основных физических параметров газонасыщенной нефти для определения характеристик центробежных насосов: РД39–30–1092–84. – Уфа, 2017. – 43 с.