

Федорова Алина Владимировна, Студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет
императрицы Екатерины II
Fedorova Alina Vladimirovna,
St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II

**ВЫБОР НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ
СТАНЦИИ И РАСЧЕТ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
SELECTION OF PUMPING EQUIPMENT FOR AN OIL PUMPING
STATION AND CALCULATION OF OPERATING PRESSURE
DURING THE DESIGN OF A MAIN OIL PIPELINE**

Аннотация. В статье рассмотрен выбор насосного оборудования нефтеперекачивающей станции и расчет рабочего давления при проектировании магистрального нефтепровода, выполнен подбор насосов на основе расчетной производительности нефтепровода. Определены основные эксплуатационные параметры насосного оборудования.

Abstract. The article discusses the selection of pumping equipment for an oil pumping station and the calculation of working pressure during the design of a main oil pipeline. The selection of pumps is based on the calculated capacity of the oil pipeline, and the main operating parameters of the pumping equipment are determined.

Ключевые слова: Магистральный нефтепровод, насосное оборудование, нефтеперекачивающая станция, рабочее давление, расчет трубопровода, подпорные насосы.

Keywords: Main oil pipeline, pumping equipment, oil pumping station, operating pressure, pipeline calculation, booster pumps.

Исходные данные:

Минимальная среднемесячная температура грунта	1,4 °C
Максимальная среднемесячная температура грунта	15,2 °C
Проектная годовая производительность	18 млн. т/год

Таблица 1

Грузопотоки нефти по годам

Этап строительства	Грузопотоки нефти по годам
1	2/40
2	8/85
3	10/100

Таблица 2

Свойства транспортируемой нефти

ρ_{20} , кг/м ³	ν_{20} , сСт	ν_{50} , сСт	$T_{НК}$, °C
832	4,37	2,98	85,5



Таблица 3

Содержание примесей

Массовая доля серы, %	Массовая доля парафина, %	Массовая доля воды, %	Концентрация хлористых солей мг/л	Массовая доля механических примесей, %	Массовая доля сероводорода, г/т	Массовая доля метил- и этилмеркаптана, г/т
0,54	3,7	0,5	98	0,03	65	61

Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций производится исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода:

$$Q = \frac{G_{\Gamma} \cdot K_{\text{НП}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho_{\Gamma}} = \frac{18 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{24 \cdot 350 \cdot 857,23} = 2674,73 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1)$$

где G_{Γ} – годовая производительность нефтепровода, кг; $K_{\text{НП}}$ – коэффициент неравномерности перекачки, принимаемый равным 1,07; $N_{\text{р}}$ – количество рабочих дней нефтепровода, принимается равным 350.

Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, будут подобраны основное оборудование перекачивающих станций (подпорные и магистральные насосы). Необходимо подобрать по 3 варианта магистральных насосов, у которых будут выбраны также 3 варианта. Подбор магистральных и подпорных насосов начинается с наибольшего диаметра ротора.

Условием выбора магистрального насоса для перекачки нефти будет являться

$$p \cdot 0,8 \cdot Q_{\text{н}} < Q < p \cdot 1,2 \cdot Q_{\text{н}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{н}}$ – номинальная подача насоса, м³/ч; p – коэффициент увеличения подачи насоса, зависящий от ротора.

Так как $Q = 6271,64 \text{ м}^3/\text{ч}$, то будет рассмотрен самый ближайший по номинальной подаче насос НМ-2500-230, для которого p принят равным единице.

$$1 \cdot 0,8 \cdot 2500 < Q < 1 \cdot 1,2 \cdot 2500,$$

$$2000 < Q < 3000,$$

таким образом, НМ-2500-230 проходит по условию.

Еще одним вариантом будет являться насос НМ-3600-230, но с ротором, повышающим подачу до 0,7 Q , так как

$$0,7 \cdot 0,8 \cdot 3600 < Q < 0,7 \cdot 1,2 \cdot 3600,$$

$$2016 < Q < 3024,$$

таким образом, НМ-3600-23с ротором на 0,7 Q проходит по условию.

Последним вариантом будет являться насос НМ-5000-210, но с ротором, повышающим подачу до 0,5 Q , так как

$$0,7 \cdot 0,8 \cdot 5000 < Q < 0,7 \cdot 1,2 \cdot 5000,$$

$$2000 < Q < 3000,$$

таким образом, НМ-5000-210 с ротором на 0,5 Q проходит по условию.

Для выбранных магистральных насосов приведем технические характеристики, они представлены в таблице 4.



Таблица 4

Технические характеристики насосов магистральных

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H, \text{ м}$	$n, \text{ мин}^{-1}$	$\Delta h_{\text{доп}}, \text{ м}$	КПД, %	Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НМ-2500-230	2500	230	3000	32	89	3920	СТДП 5000-2 УХЛ 3	2000	8030
НМ-3600-230	3600	230	3000	40	87	4490	СТДП 2500-2 УХЛ	2500	11150
НМ-5000-210	5000	210	3000	42	88	4600	СТДП 6300-2 УХЛ	3150	12350

Таблица 5

Справочные данные по насосам магистральным

Типоразмер насоса	Ротор (Q_H)	$H_0, \text{ м}$	$a, \text{ ч}/\text{м}^2$	$b \cdot 10^{-6}, \text{ ч}^2/\text{м}^5$	$c_0 \cdot 10^{-2}$	$c_0 \cdot 10^{-4}, \text{ ч}/\text{м}^3$	$c_2 \cdot 10^{-8}, \text{ ч}^2/\text{м}^6$	$D_1, \text{ мм}$	$D_2, \text{ мм}$	n_s
НМ-2500-230	1	258,8	0	8,59	26,2	4,85	-9,7	512	405	117
НМ-3600-230	0,7	270,3	0	6,7	-10,5	7,5	-14,7	512	430	109
НМ-5000-210	0,5	133,9	0	5,85	33,57	2,89	-4,02	610	430	117

Подберем подпорные насосы для каждого из магистральных насосов с целью обеспечения их необходимого подпора. Отметим, что для вновь проектируемых магистральных нефтепроводов предпочтительней использовать вертикальных подпорные насосы. Необходимо учитывать, что они подключаются параллельно для увеличения их суммарного расхода. Будет рассмотрено по 3 вариации подпорных насосов для каждого варианта магистрального насоса. Так как для каждого из вариантов существует ограничение по необходимой подаче и существует необходимость в минимизации затрат за счет покупки меньшего количества оборудования, то очевидным является тот факт, что для каждого магистрального насоса подобранных подпорных насосов будут одинаковыми.

Из каталога НПВ самыми близкими вариантами являются НМ-3600-230 в количестве трех штук, НПВ 1250-60 в количестве двух штук.

Таблица 6

Технические характеристики насосов вертикальных подпорных

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H, \text{ м}$	$n, \text{ мин}^{-1}$	$\Delta h_{\text{доп}}, \text{ м}$	КПД, %	Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НПВ 2500-80	2500	80	1500	3,2	82	11870	ВАОВ-500М-4У1	800	7500



НПВ 1250-60	3600	60	1500	2,2	76	11940	ВАОВ-500М-4У1	400	5000
НПВ 600-60	5000	120	1485	4	77	-	ВАОВ-560М-4У1	-	-

Таблица 7

Справочные данные по насосам вертикальным подпорным

Типоразмер насоса	H_0 , м	a , ч/м ²	$b \cdot 10^{-6}$, ч ² /м ⁵	$c_0 \cdot 10^{-2}$	$c_1 \cdot 10^{-4}$, ч/м ³	$c_2 \cdot 10^{-8}$, ч ² /м ⁶	D_1 , мм	D_2 , мм	n_s
НПВ 2500-80	96,4	0	4,5	32,3	4	-8,1	800	515	133
НПВ 3600-90	74,8	0	9,5	17,2	8	-24	408	525	106
НПВ 5000-90	75,3	0	45	9,15	24	-209	408	445	103

Напор насоса при расчетной часовой подаче составляет

$$H = H_0 + Q \cdot a - b \cdot Q^2, \quad (3)$$

Величина потребляемой мощности находится по такой зависимости, как

$$N_{\text{ПОТР}} = \frac{Q \rho g H}{\eta_{\text{МЕХ}} \cdot \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{Н}}}, \quad (4)$$

где $\eta_{\text{МЕХ}}$, $\eta_{\text{Э}}$, $\eta_{\text{Н}}$ - величины КПД механической передачи (принимается равным 0,99), электродвигателя и насоса.

КПД насосов при расчетной часовой подаче составляет

$$\eta_{\text{Н}} = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (5)$$

где c_0 , c_1 , c_2 - эмпирические коэффициенты насосов.

КПД электродвигателя определяется выражением

$$\eta_{\text{Э}} = r_0 + r_1 K_3 + r_2 K_3^2, \quad (6)$$

где r_0 , r_1 , r_2 - эмпирические коэффициенты; K_3 - коэффициент загрузки электродвигателя.

Таблица 8

Коэффициенты r_0 , r_1 и r_2 для разного типа двигателей

Тип электродвигателя	r_0	r_1	r_2
Синхронный (СТДП)	0,89	0,114	-0,03601
Асинхронный (ВАОВ)	0,452	0,987	-0,592

$$K_3 = \frac{Q \rho g H}{N_{\text{ЭН}} \cdot \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{Н}}}, \quad (7)$$

где $N_{\text{ЭН}}$ - номинальная мощность двигателя.



Таблица 9

Посчитанные параметры насосов

Типоразмер насоса	Q, м ³ /сут	H, м	η_H	K _з	η_{Σ}	N _{погр} , кВт
НМ-2500-230	2674,73	197,345	0,865	0,706	0,953	1483,143
НМ-3600-230	2674,73	222,367	0,849	0,649	0,949	1709,236
НМ-5000-210	2674,73	92,048	0,821	0,220	0,913	760,283
НПВ 2500-80	2674,73	64,206	0,813	0,611	0,834	586,217
НПВ 1250-60	1337,37	57,809	0,813	0,551	0,816	269,997

Рабочее давление вычисляется по следующей формуле

$$P = \rho g (H_{\Pi} + m_M H_M) \cdot 10^{-6}, \quad (8)$$

где g- ускорение свободного падения, м/с²; H_Π, H_M- напоры, развиваемые соответственно подпорным и магистральным насосами при расчетной подаче, м; m_M- количество магистральных насосов, принимается трем штукам.

Мощность первой станции эксплуатационного участка рассчитывается как

$$N = m_{\Pi} N_{\Pi} + m_M N_M, \quad (9)$$

где N_Π, N_M – мощность, развиваемая подпорным и магистральным насосом соответственно, кВт.

Для комбинации НМ-3600-230 и НПВ 1250-60 рабочее давление и развиваемая мощность равны

$$P = \rho g (H_{\Pi} + m_M H_M) \cdot 10^{-6} = 841,39 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 222,37 + 57,81) \cdot 10^{-6} = 5,983 \text{ МПа},$$

$$N = m_{\Pi} \cdot N_{\Pi} + m_M \cdot N_M = 2 \cdot 269,99 + 3 \cdot 1709,23 = 5667,70 \text{ кВт},$$

Таблица 10

Выбор между конфигурациями насосов

Насосы		m _M	m _Π	P, МПа	N, кВт
НМ-2500-230	НПВ 2500-80	3	1	5,417	5035,645
	НПВ 1250-60		2	5,364	4989,422
	НПВ 600-60		4	5,342	-
НМ-3600-230	НПВ 2500-80	3	1	6,036	5713,926
	НПВ 1250-60		2	5,983	5667,703
	НПВ 600-60		4	5,962	-
НМ-5000-210	НПВ 2500-80	3	1	2,809	2867,066
	НПВ 1250-60		2	2,756	2820,843
	НПВ 600-60		4	2,735	-

Выбор конфигурации насоса необходимо произвести за счет выбора оптимального варианта, где мощность наименьшая, а давление не превышает рекомендуемое при выходе со станции. При производительности 18 млн т/год рекомендуемым рабочим давлением является



диапазон 5,6 ... 6,1 МПа. Таким образом, самым оптимальным вариантом с точки зрения рекомендуемого давления и мощности является конфигурация НМ-3600-230 и 2 НПВ 1250-60.

На каждую группу рабочих насосов МН необходимо предусматривать установку одного резервного насоса. В группе до четырех подпорных насосов необходимо устанавливать один резервный.

Расчет конструктивных параметров трубопровода

Вычислим ориентировочное значение внутреннего диаметра по формуле:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q}{3600\pi \cdot \omega_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2674,73}{3600\pi \cdot 1,57}} = 0,776 \text{ м}, \quad (10)$$

где ω_0 – ориентировочное среднее значение скорости движения нефти в трубопроводе, принимаемое равным 1,57 м/с.

Ближайшими диаметрами, взятыми из сортаментов труб нефтепроводов, являются диаметры 820 мм.

Для дальнейших расчетов в первом случае будет принят ближайший больший стандартный наружный диаметр трубопровода, равный $D_H = 820$ мм.

Расчетное значение толщины стенки трубопровода вычисляется по формуле:

$$\delta_0 = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (11)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке; P – внутреннее давление в трубопроводе, МПа; D_H – наружный диаметр трубы, м; R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы, МПа, определяемое по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (12)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление, принимаемое равному минимальному значению временного сопротивления σ_b (предел прочности) для выбранной стали, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода; k_1 – коэффициент надежности по материалу; k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Одним из самых практичных решений является использование стали 17Г1С-У, которая используется на многих нефтепроводах и обладает оптимальной совокупностью физических свойств. R_1^H для данной марки стали принимается равным 327 МПа.

Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода из условия перекачки нефти и $D_H = 802$ мм принимается $k_H = 1,1$. Коэффициент надежности по материалу равен $k_1 = 1,4$. Категория всего магистрального трубопровода III, так как транспортируется нефть. Следовательно, $m = 0,99$. Коэффициент надежности по нагрузке n равен 1,15, так как в данном случае рассматривается нефтепровод с диаметром 820 с промежуточными НПС без подключения емкостей.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{327 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 237,86 \text{ МПа},$$

Толщина стенки трубопровода для диаметра 820 мм, равна

$$\delta_{820} = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,98 \cdot 820}{2 \cdot (237,86 + 1,15 \cdot 5,98)} = 8,512 \text{ мм},$$

Полученное значение δ_0 округляется в большую сторону до стандартного значения из сортамента. Таким образом, толщина стенки трубопровода 9 мм.

Внутренний диаметр нефтепровода при наружном диаметре 802 мм равен

$$D_{вн} = D_H - 2\delta_{820} = 820 - 2 \cdot 9 = 802 \text{ мм} \quad (13)$$

Список литературы:

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85).



2. ГОСТ Р 55990-2014 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
3. ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов.
4. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

