





## ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт – неотъемлемая и важнейшая составляющая топливно-энергетического комплекса Российского государства. Страна обладает разветвленной и чрезвычайно развитой сетью магистральных нефтепроводов и газопроводов, которые протянулись на тысячи километров по территории многих субъектов Федерации. На сегодняшний день Россия единственная из промышленно развитых мировых держав не только полностью обеспечивает свои внутренние потребности в нефтепродуктах, но и выступает одним из ведущих экспортеров в мире.

Трубопроводы, наряду с такими известными видами транспорта, как автомобильный, железнодорожный, являются основным и наиболее часто применяемым средством для транспортировки углеводородов (преимущественно нефти и газа, а также нефтепродуктов) на длительные расстояния.

Данный вид транспорта имеет множество преимуществ. Он финансово выгоден и универсален. Кроме того, его использование практически исключает потерю продукции в процессе доставки. Все этапы работ, присущие данному виду транспорта, полностью механизированы и автоматизированы. Все это приводит к уменьшению себестоимости транспортировки.

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лат		

# 1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

## 1.1 Определение диаметра трубопровода, толщина стенки трубопровода

Внутренний диаметр вычисляется по формуле

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_u}{3600 \cdot \pi \cdot w_0}}, \quad (1)$$

где  $Q_u$  – расчетная часовая производительность магистрального нефтепровода, определяется по формуле

$$Q_u = \frac{G_z \cdot k_{nn}}{24 \cdot N_p \cdot \rho_t} \cdot 10^9, \quad (2)$$

где  $G_z$  – годовая производительность нефтепровода, млн. т/год;

$k_{nn}$  – коэффициент неравномерности перекачки,  $k_{nn} = 1,05$  – для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующих систему;

$N_p$  – расчётное число рабочих дней в году, сутки;  $N_p = 351$  сут

$\rho_t$  – расчётная плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>, определяем по формуле  $\xi$

$$\rho_t = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (3)$$

где  $\xi$  – температурная поправка, кг/(м<sup>3</sup>·К), которую находим по формуле

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} = 1,825 - 0,001315 \cdot 860 = 0,69 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}, \quad (4)$$

Тогда по формуле (3)

$$\rho_t = 860 + 0,69 \cdot (293 - 279) = 869,72 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Тогда расчетная часовая производительность по формуле (2) будет равна

$$Q_u = \frac{25 \cdot 1,05}{24 \cdot 351 \cdot 869,72} \cdot 10^9 = 3582,88 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$w_0$  – рекомендуемая скорость перекачки, определяемая из графика (рисунок 1).

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		4

$W_{0,5}$   
м/с

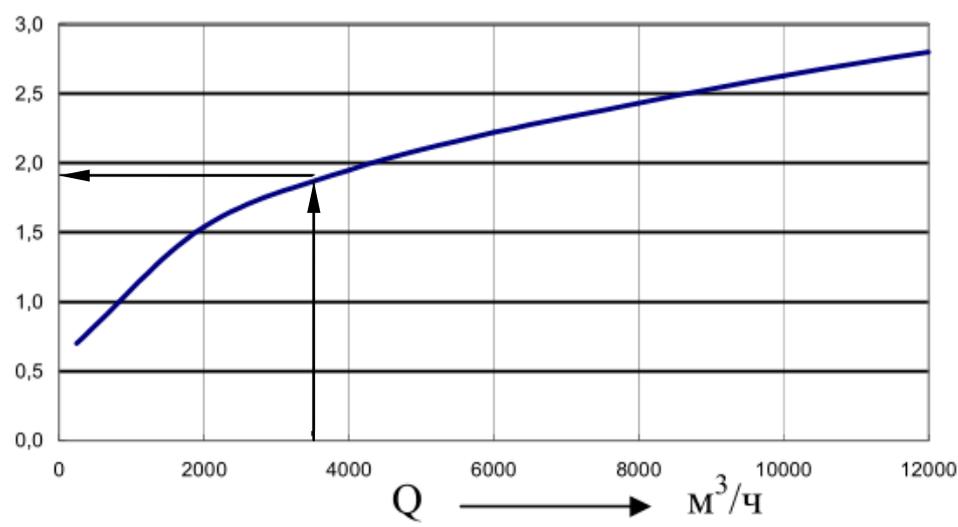


Рисунок 1 - Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

Следовательно, диаметр нефтепровода по формуле (1) будет равен

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 3582,88}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,9}} = 0,852 \text{ м.}$$

По вычисленному значению внутреннего диаметра, принимается ближайшие стандартные наружные диаметры нефтепровода – 1020 мм.

Ориентировочно, также можно принять диаметр магистрального нефтепровода по таблице 1, что составляет 1020 мм.

Таблица 1 - Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность (грузопоток) $G_{\Sigma}$ , млн.т./год	Диаметр наружный $D_n$ , 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	1220	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
<b>23,0 – 50,0</b>	<b>1020</b>	<b>5,9</b>
41,0 – 78,0	1220	5,8

Из приложения 1 [1] определяем характеристики трубы

Таблица 2 – Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Диаметр, мм		Номинальная толщина стенки $\delta$ , мм	Характеристика м-ла труб			$K_{H.M}$	Конструкция трубы	Поставщик (ГОСТ)
наруж. $D_n$	услов. $D_y$		марка стали	$\sigma_{сп}$ , МПа	$\sigma_T$ , МПа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1020	1000	9,5;10;10,5;11;11,5;12	17Г1С	510	363	1,4	сварные прямошов.	ВТЗ

Определяем расчетное значение толщины стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (5)$$

где  $n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке,  $n_p = 1,15$  – для нефтепроводов работающих в системе «из насоса в насос»;

$P$  – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр трубопровода;

$R_1$  – расчетное сопротивление металла трубы, МПа, определяем по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_n} = \frac{510 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 327,86 \text{ МПа}, \quad (6)$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) материала труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрывы, равное минимальному пределу прочности  $R_1^H = \sigma_{сп}$ ;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода,  $m = 0,99$  – для III, IV категории трубопроводов;

$K_1$  – коэффициент надежности по материалу,  $K_1 = 1,4$  [1, прил.1];

$K_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода,  $K_n = 1,1$  – для  $D_n > 1000$  мм [2, табл.12];

Тогда толщины стенки магистрального трубопровода по формуле (5) будет равна

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,9 \cdot 1020}{2 \cdot (327,86 + 1,15 \cdot 5,9)} = 10,34 \text{ мм}.$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения  $\delta = 12$  мм [1, прил.1].

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		6

## 1.2 Выбор насосного оборудования (НПС)

В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью  $Q_v$  выбираются основные магистральные насосы (НМ) насосных станций так, чтобы значение  $Q_v$  попало в рабочую область  $Q_l \leq Q_v \leq Q_n$  заводской напорной (или  $Q - H$ ) характеристики насоса, снятой на воде (с  $t_{cp} = 20^\circ\text{C}$ ) (поскольку в данном диапазоне заметного ухудшения к.п.д. не наблюдается (рисунок 2)).

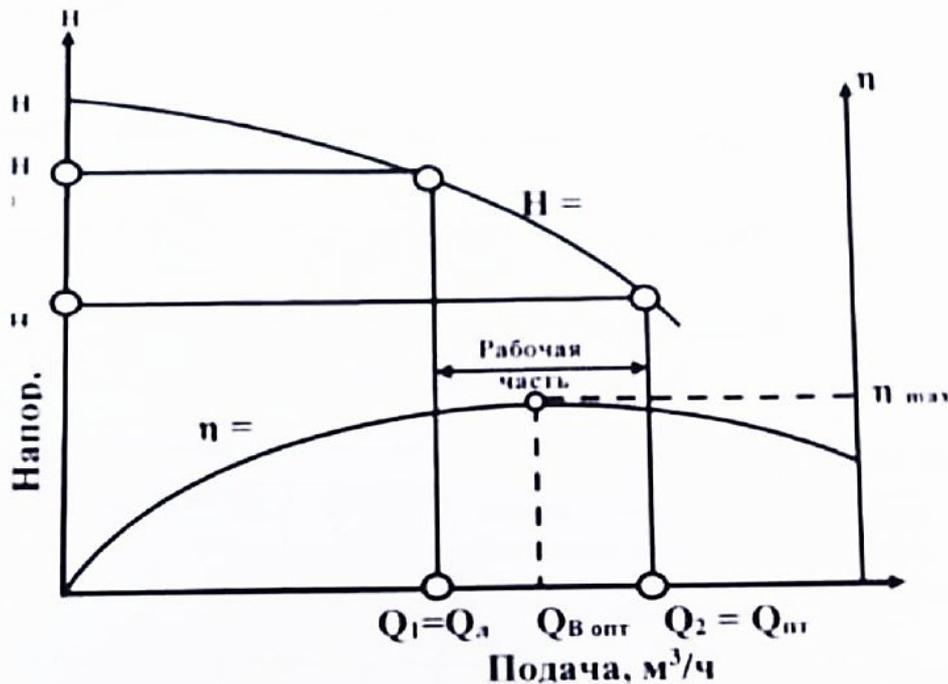


Рисунок 2 – ( $Q - H$ ) - характеристика центробежного насоса

Здесь  $Q_l$ ,  $Q_n$ , – левая и правая границы рабочей зоны насоса.

Если границы рабочей области на графике  $H = F(Q)$  не показаны, то они вычисляются по формулам

$$Q_l = 0,8 \cdot Q_{в\ опт} \text{ и } Q_n = 1,2 \cdot Q_{в\ опт} \quad (7)$$

где  $Q_{в\ опт}$  – подача выбранного типа насоса в оптимальном режиме,

Так как расчетная часовая производительность составляет 3582,88 м<sup>3</sup>/ч, то выбираем основные насосы НМ 5000-210 с ротором 0,7. Технические характеристики данного насоса приведены в таблице 2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лат
------	------	----------	--------	-----

Таблица 2 – Параметры насоса магистрального НМ 5000-210 с ротором 0,7

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колес), $n_k$
	Подача $0,7 \cdot Q_{o.n.}$ , $м^3/ч$	Напор $H_{o.n.}$ , м	Частота вращения, $n$ , об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп.}$ , Н, м	КПД $\eta_{OH}$ , %	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{o.n.}$ , кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8
Насосы спиральные многоступенчатые, с двухстороннем подводом жидкости к рабочему колесу $n_{ec}=2$							
НМ 5000-210 ротор 0,7	5000	210	3000	42	88	3150	1

Находим подачу насоса в оптимальном режиме по формуле

$$Q_{Вонм} = \frac{-C_{1\epsilon}}{2 \cdot (C_{2\epsilon})} = \frac{-3,66 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-5,33 \cdot 10^{-8})} = 3433,40 \frac{м^3}{ч}, \quad (8)$$

где  $C_{1\epsilon}$ ,  $C_{2\epsilon}$  - коэффициенты, определяемые по таблице 3.

Таблица 3 -Справочные данные по насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (8)			Параметры насоса, мм			
	$10^2 \cdot C_{0\epsilon}$	$10^4 \cdot C_{1\epsilon}$ , $ч/м^2$	$10^8 \cdot C_{2\epsilon}$ , $ч/м^6$	Диаметр патрубка (условный проход)		Диаметр рабочего колеса, $D_K$	Ширина лопаток рабочего колеса
				входного $D_{вх}$	выходного $D_{вых}$		
1	2	3	4	5	6	7	8
НМ 5000-210 ротор 0,7	22,61	3,66	-5,33	610	610	450	$-\dot{i}$

Максимальный К.П.Д. на воде определяем по формуле

$$\eta_{MBmax} = C_{0\epsilon} + C_{1\epsilon} \cdot Q_{Вонм} + C_{2\epsilon} \cdot Q_{Вонм}^2 = \dot{i}$$

$$\dot{i} 22,61 \cdot 10^{-2} + 3,66 \cdot 10^{-4} \cdot 3433,4 + (-5,33 \cdot 10^{-8}) \cdot 3433,40^2 = 0,85 \quad (9)$$

Определяем границы рабочей области по формуле (7)

$$Q_n = 0,8 \cdot 3433,4 = 2746,72 \frac{м^3}{ч}$$

$$Q_n = 1,2 \cdot 3433,4 = 4120,08 \frac{м^3}{ч}$$

Проверяем условие

$$Q_n \leq Q_{ч} \leq Q_n \quad (10)$$

$$2746,72 \frac{м^3}{ч} < 3582,88 \frac{м^3}{ч} < 4120,08 \frac{м^3}{ч}$$

Условие (10) выполняется. Часовой расход попадает в интервал рабочей

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат					8

КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ

зоны работы насоса НМ 5000-210 с ротором 0,7

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		9

Определяем аналитическую зависимость напора, развиваемую насосом от его подачи по двум точкам  $(Q_l; H_l)$  и  $(Q_n; H_n)$  по формуле

$$H_{MB} = a_{MB} - b_{MB} \cdot Q^2 \quad (11)$$

где  $a_{MB}, b_{MB}$  – коэффициенты, которые находим, решая систему уравнений с двумя неизвестными

$$\begin{cases} H_l = a_{MB} - b_{MB} \cdot Q_l^2 \\ H_n = a_{MB} - b_{MB} \cdot Q_n^2 \end{cases} \quad (12)$$

Откуда получаем

$$a_{MB} = \frac{H_l \cdot Q_n^2 - H_n \cdot Q_l^2}{Q_n^2 - Q_l^2} = \frac{244 \cdot 4120,08^2 - 194 \cdot 2746,72^2}{4120,08^2 - 2746,72^2} = 284,5 \text{ м}, \quad (13)$$

$$b_{MB} = \frac{H_l - H_n}{Q_n^2 - Q_l^2} = \frac{244 - 194}{4120,08^2 - 2746,72^2} = 5,3 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5, \quad (14)$$

где  $H_l, H_n$  - напоры, взятые с заводской напорной характеристики  $H = F(Q)$ , приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры основного насоса

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего колеса $D_K$ , мм	Напоры (в м), соотв. подачам $Q_l$ и $Q_n$	
		$H_l = F(Q_l)$	$H_n = F(Q_n)$
1	2	3	4
НМ 5000-210 ротор 0,7	475	244	194

Тогда напор по формуле (11) составит

$$H_{MB} = 284,5 - 5,3 \cdot 10^{-6} \cdot 3500 = 219,45 \text{ м}$$

Напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме, составит

$$H_{OH} = 284,5 - 5,3 \cdot 10^{-6} \cdot 3433,4 = 221,3 \text{ м}$$

Правильность вычисления коэффициентов по формулам оценим с помощью погрешности

$$\Delta = \left| \frac{H_{OH} - H_{MB}}{H_{OH}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{219,45 - 221,3}{219,45} \right| \cdot 100\% = 1,11\%. \quad (15)$$

									Лис	
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат	КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ					10

Погрешность не должна превышать 5%. Следовательно, коэффициенты вычислены верно.

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		11

После выбора магистрального насоса типа НМ для насосов с номинальной подачей  $Q_{OH}=3500 \text{ м}^3/\text{ч}$ , установленных на головной насосной перекачивающей станции (ГНПС или ГНС, в которой реализована постанционная схема перекачки нефти) или промежуточных насосных перекачивающих станциях (ПНПС или ПНС, работающих по схеме с подключенными резервуарами), имеющих в своем составе резервуарные парки, необходимо подобрать подпорный насос.

В тоже время ПНС магистральных нефтепроводов, работающие по схеме из насоса в насос, оснащаются лишь основными магистральными насосами, поскольку необходимый для их нормальной (т.е. бескавитационной) работы подпор создается за счёт неиспользованного напора предыдущей перекачивающей станции данного эксплуатационного участка.

На перекачивающих станциях, имеющих резервуарный парк, подпорные насосы для основных насосов с подачами  $3500 \text{ м}^3/\text{ч}$  подбираются таким образом, чтобы номинальная подача подпорного насоса, подающего нефть из резервуара на вход основного насоса, была бы равна номинальной подаче основного насоса. Принимаем для НМ 5000-210 с ротором 0,7 один подпорный насос НПВ 3600-90 с ротором 1, с характеристикой, приведенной в таблице 5.

Таблица 5 - Техническая характеристика подпорного насоса

Типоразмер насоса	Подача $Q_{O.H}$ $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор $H_{O.H}$ м	Частота вращения вала, об/мин	Доп. кавитац. запас, м	КПД %	Мощность привода, кВт	$h_{ПВ}$ , м	$10^2 \cdot a$ $\text{ч}/\text{м}^2$	$10^6 \cdot b_n$ $\text{ч}^2/\text{м}^5$	$10^2 \cdot C$	$10^4 \cdot C$ $\text{ч}/\text{м}^2$	$10^8 \cdot C$ $\text{ч}/\text{м}^6$
НПВ 3600-90	3600	90	1500	4,8	84	1250	136,3	—	3,7	1,02	4,79	-6,69

Определяем подачу насоса в оптимальном режиме по формуле (8)

$$Q_{\text{Вонт}} = \frac{-4,79 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-6,69 \cdot 10^{-8})} = 3579,97 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Определяем границы рабочей области по формуле (7)

$$Q_n = 0,8 \cdot 3579,97 = 2863,98 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$Q_n = 1,2 \cdot 3579,97 = 4295,96 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ				Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат					12

Проверяем условие (10)

$$2863,98 \frac{M^3}{ч} < 3582,88 \frac{M^3}{ч} < 4295,89 \frac{M^3}{ч}.$$

Условие (10) выполняется. Часовой расход попадает в интервал рабочей зоны работы насоса НПВ 3600-90.

Определяем максимальный КПД на воде по формуле (9)

$$\eta_{MBmax} = 1,02 \cdot 10^{-2} + 4,79 \cdot 10^{-4} \cdot 3579,97 + (-6,69 \cdot 10^{-8}) \cdot 3579,97^2 = 0,87$$

Напорная характеристика подпорных насосов в оптимальном режиме определим по формуле

$$H_{ПВонм} = h_{нс} - b_{нс} \cdot Q_{Вонм}^2 = 101,8 - 3 \cdot 10^{-6} \cdot 3579,97^2 = 62,92 \text{ м.} \quad (16)$$

Определяем аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи

$$H_{ПВ} = h_{нс} - b_{нс} \cdot Q^2 = 101,8 - 3 \cdot 10^{-6} \cdot 3600^2 = 63,93 \text{ м.}$$

Таким образом, к основным насосам будет подключены один подпорный насос НПВ 3600-90 плюс один резервный насос.

### 1.3 Пересчет характеристик основного насоса с воды на вязкую нефть

Выбрав магистральный и подпорный насосы, необходимо оценить целесообразность пересчёта паспортных характеристик основных и подпорных насосов (напора, подачи, допустимого кавитационного запаса, к.п.д., мощности, напоров приведённых заводом—изготовителем для воды, в случае отклонения свойств транспортируемой жидкости ( $p_t, \mu_t$  и  $v_t$  при  $t=t_{н.н}$ ) от свойств воды.

При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов вышеперечисленные характеристики изменений не претерпевают. Однако с ростом кинематической вязкости перекачиваемой жидкости они ухудшаются (снижаются).

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		13

Пересчёт характеристик необходим, если кинематическая вязкость транспортируемой жидкости  $\nu$ , при заданной температуре перекачки  $t=t_{н.н}$  попадает на интервал

$$\nu_n \leq \nu_t \leq \nu_{доп.} \quad (17)$$

где  $\nu_n$  – критическое значение вязкости перекачиваемой жидкости, при превышении которой необходим пересчёт напора и подачи НМ,  $м^2/с$ ;

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

Определяем кинематическую вязкость перекачиваемой нефти по формуле

$$\nu_t = \frac{\mu_t}{\rho_t} \quad (18)$$

где  $\mu_t$  – динамическая вязкость перекачиваемой жидкости при  $t=t_{н.н}$ ,  $Па \cdot с$ , , которая находится по формуле Рейнольдса-Филонова

$$\mu_t = \mu_{293} \cdot e^{-\beta \cdot (t_{н.н.} - 20)} = 200 \cdot e^{-0,025 \cdot (279 - 293)} = 283,81 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где  $\beta$  – коэффициент крутизны вискограммы ( $\beta = 0,02 - 0,03$ , где нижний предел соответствует высоким температурам, а верхний – низким, в наших расчётах принимаем  $\beta=0,025$ ).

Тогда кинематическая вязкость перекачиваемой нефти будет равна по формуле (18)

$$\nu_t = \frac{\mu_t}{\rho_t} = \frac{283,81 \cdot 10^{-3}}{869,72} = 3,26 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Определяем критическое значение вязкости перекачиваемой среды.

Чтобы вычислить значение  $\nu_n$ , определяющее необходимость пересчета коэффициентов в напорной характеристике насоса, необходимо найти число  $\Re_n$ , называемое числом Рейнольдса в насосе и сравнить его с переходным числом Рейнольдса  $\Re_n$

$$\Re_n = \frac{\vartheta_{cx.жс} \cdot D_{\kappa}}{v_t} = \frac{(n \cdot D_{\kappa}) \cdot D_{\kappa}}{v_t} = \frac{n \cdot D_{\kappa}^2}{v_t} = \frac{3000 \cdot 0,475^2}{60 \cdot 3,26 \cdot 10^{-4}} = 34570, \quad (20)$$

где  $\vartheta_{cx.жс}$  – скорость схода жидкости с лопаток рабочего колеса насоса, м/с;

$D_{\kappa}$  – диаметр рабочего колеса насоса, м;

$n$  – число оборотов ротора рабочего колеса насоса,  $c^{-1}$ .

Переходное число Рейнольдса определяем по формуле

$$\Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (21)$$

где  $n_s$  – коэффициент быстроходности насоса на режиме максимального к.п.д.,

являющийся индивидуальной характеристикой насоса

$$n_{s(нм)} = 3,65 \cdot n \frac{\left(\frac{Q_{Bonm}}{n_{\text{вс}}}\right)^{0,5}}{60 \cdot \left(\frac{H_{Bonm}}{n_{\kappa}}\right)^{0,75}} = 3,65 \cdot 3000 \frac{\left(\frac{3433,4}{2}\right)^{0,5}}{60 \cdot \left(\frac{221,9}{1}\right)^{0,75}} = 131,52 \quad (22)$$

где  $n_{\kappa}$  – число соответственно последовательно установленных рабочих колес (ступеней насоса);

$n_{\text{вс}}$  – число сторон всасывания рабочего колеса.

Тогда число переходное Рейнольдса будет равно по формуле (21)

$$\Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 131,52^{-0,305} = 71350$$

Критическое значение вязкости, выше которого необходим перерасчет напорной характеристики, определим по формуле

$$v_n = \frac{n \cdot D_{\kappa}^2}{\Re_n} = \frac{3000 \cdot 0,450^2}{60 \cdot 71350} = 1,16 \cdot 10^{-4} \frac{M^2}{c}. \quad (23)$$

Так как  $\Re_n > \Re_n$  ( $34570 > 71350$ ),  $v_t > v_n$ , следовательно характеристики центробежного насоса, построенного на воде будет отличаться от характеристики насоса, работающего на более вязкой жидкости, в связи с этим перерасчет характеристики насоса необходим.

Определяем коэффициенты перерасчета напора, подачи и КПД насоса воды на вязкую нефть по формулам

$$\left\{ \begin{array}{l} K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \left( \frac{\Re_n}{\Re_n} \right) \\ K_Q = K_H^{1,5} \\ K_\eta = 1 - a_\eta \lg \left( \frac{\Re_{zp}}{\Re_n} \right) \end{array} \right. , \text{ где } \Re_{zp} - \text{ граничное число Рейнольдса (рисунок 3),}$$

$$(24)$$

определяем по формуле

$$\Re_{zp} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 131,9^{0,384} = 145860$$

$$(25)$$

$a_\eta$  – поправочный коэффициент, определяем по формуле

$$a_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 119,78^{-0,326} = 0,27$$

$$(26)$$

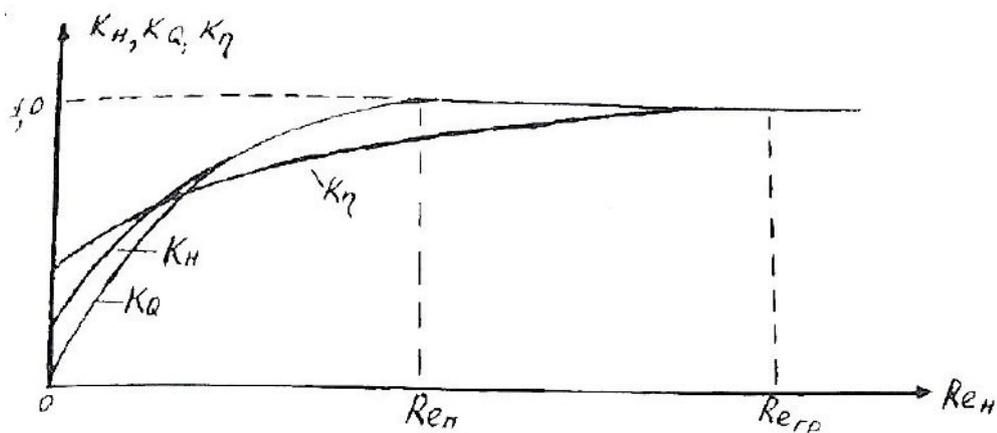


Рисунок 3 - Зависимости коэффициентов пересчёта  $K_H$ ,  $K_Q$  и  $K_\eta$ , от числа Рейнольдса в насосе  $\Re_n$

Тогда коэффициенты пересчёта напора, подачи и КПД насоса будут равны по формуле (24)

$$\left\{ \begin{array}{l} K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \left( \frac{\Re_n}{\Re_n} \right) = 1 - 0,128 \cdot \lg \left( \frac{71350}{34570} \right) = 0,96 \\ K_Q = K_H^{1,5} = 0,94 \\ K_\eta = 1 - a_\eta \lg \left( \frac{\Re_{zp}}{\Re_n} \right) = 1 - 0,27 \cdot \lg \left( \frac{145860}{34570} \right) = 0,83 \end{array} \right.$$

Определяем величины аппроксимационных коэффициентов  $h_{mv}$ ,  $a_{nv}$ ,  $b_{mv}$ ,  $c_{0v}$ ,  $c_{1v}$ ,  $c_{2v}$  в формулах

$$H_{nv} = h_{mv} - b_{mv} \cdot Q^2$$

$$(27)$$

$$\eta_{mv} = c_{0v} + c_{1v} \cdot Q + c_{2v} \cdot Q^2$$

$$(28)$$

$$h_{mv} = K_H \cdot h_{m\sigma} = 0,96 \cdot 284,5 = 273,22 \text{ м,}$$

$$(29)$$

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат
------	-----	----------	--------	-----

$$b_{mv} = b_{ms} \cdot \frac{K_H}{K_Q^2} = \frac{b_{ms}}{K_H^2} = \frac{5,3 \cdot 10^{-6}}{0,96^2} = 5,76 \cdot 10^{-6} \quad (30)$$

$$c_{0v} = K_\eta \cdot c_{0s} = 0,82 \cdot 22,61 \cdot 10^{-2} = 19 \cdot 10^{-2} \quad (31)$$

$$c_{1v} = c_{1s} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q} = 3,66 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0,83}{0,94} = 3,2 \cdot 10^{-4} \quad (32)$$

$$c_{2v} = c_{2s} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q^2} = -5,33 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,83}{0,94^2} = -5 \cdot 10^{-8} \quad (33)$$

Таким образом, напор насоса после пересчета коэффициентов по формуле (27) будет равен

$$H_{mv0} = 273,22 - 5,75 \cdot 10^{-6} \cdot 3500^2 = 202,69 \text{ м.}$$

напор, развиваемый подпорным насосом при расчетной производительности нефтепровода равен

$$H_{mv} = 273,22 - 5,75 \cdot 10^{-6} \cdot 3582,88^2 = 199,31 \text{ м.}$$

Определяем подачу насоса в оптимальном режиме

$$Q_{mv\text{opt}} = \frac{-c_{1v}}{2 \cdot c_{2v}} = \frac{-3,2 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-5 \cdot 10^{-8})} = 3231,22 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (34)$$

По оптимальной подаче рассчитываем КПД и напор насоса

$$\eta_{mv\text{opt}} = 18 \cdot 10^{-2} + 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 3231,22 + (-5 \cdot 10^{-8}) \cdot 3231,22^2 = 0,71$$

$$H_{mv\text{opt}} = 273,22 - 5,75 \cdot 10^{-6} \cdot 3231,22^2 = 213,11 \text{ м}$$

#### 1.4 Пересчет характеристик подпорного насоса с воды на вязкую нефть

Чтобы вычислить значение  $\nu_n$ , определяющее необходимость пересчета коэффициентов в напорной характеристике насоса, необходимо найти число Рейнольдса в насосе по формуле (20) и сравнить его с переходным числом Рейнольдса по формуле (21).

$$\Re_n = \frac{n \cdot D_\kappa^2}{\nu_t} = \frac{1500 \cdot 0,550^2}{60 \cdot 3,2 \cdot 10^{-4}} = 23174;$$

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		17

$$n_s = 3,65 \cdot 1500 \frac{\left(\frac{23174,51}{2}\right)^{0,5}}{60 \cdot \left(\frac{62,92}{1}\right)^{0,75}} = 172,81,$$

$$\Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 172,81^{-0,305} = 65649.$$

Критическое значение вязкости, выше которого необходим перерасчет напорной характеристики, определим по формуле (23)

$$v_n = \frac{n \cdot D_k^2}{\Re_n} = \frac{1500 \cdot 0,550^2}{60 \cdot 70,949} = 1,15 \cdot 10^{-4} \frac{M^2}{c}$$

Так как  $\Re_n < \Re_n$  ( $23174 < 65649$ ),  $v_i > v_n$ , следовательно характеристики центробежного насоса, построенного на воде будет отличаться от характеристики насоса, работающего на более вязкой жидкости, в связи с эти необходимо сделать перерасчет характеристики насоса.

Определяем коэффициенты перерасчета напора, подачи и КПД насоса воды на вязкую нефть по формулам

$$\left\{ \begin{array}{l} K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{\Re_n}{\Re_n}\right) \\ K_Q = K_H^{1,5} \\ K_\eta = 1 - a_\eta \lg\left(\frac{\Re_{zp}}{\Re_n}\right) \end{array} \right. , \text{ где } \Re_{zp} - \text{ граничное число Рейнольдса (рисунок 3),}$$

(24)

определяем по формуле

$$\Re_{zp} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 172,81^{0,384} = 161984$$

(25)

$a_\eta$  – поправочный коэффициент, определяем по формуле

$$a_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 172,81^{-0,326} = 0,25$$

(26)

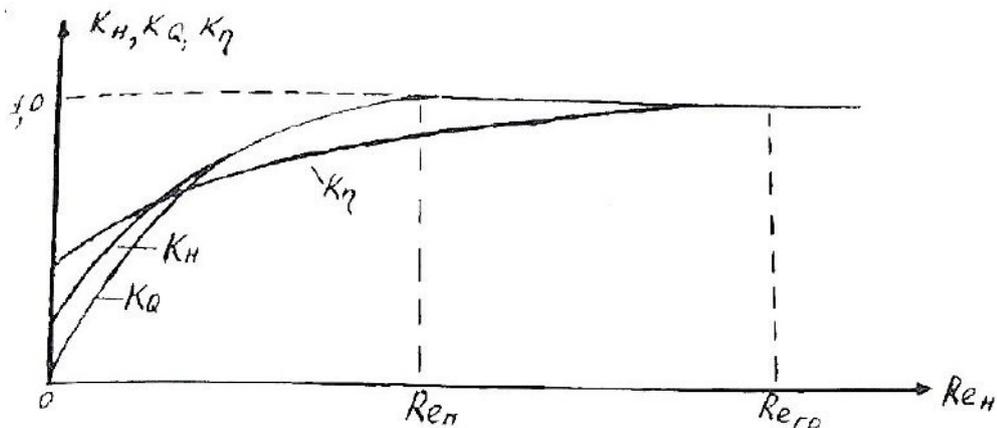


Рисунок 3 - Зависимости коэффициентов пересчёта  $K_H$ ,  $K_Q$  и  $K_\eta$ , от числа Рейнольдса в насосе  $\Re_n$



$$H_{nv\ oonm} = 130,22 - 3,37 \cdot 10^{-6} \cdot 3342,94^2 = 59,74 \text{ м}$$

## 1.5 Расчет бескавитационной работы основного насоса

После пересчёта характеристик основных нефтяных насосов серии НМ с воды на вязкую нефть следует рассчитать минимально-допустимое давление (подпор) на входе в первый из числа последовательно включаемых магистральных насосов насосно-перекачивающих станций (НПС). Особенно важен данный расчёт для насосных станций, осуществляющих перекачку по системе "из насоса в насос", когда необходимый подпор на входе в очередную промежуточную НПС (ПНПС) эксплуатационного участка создается за счёт остаточного напора от предыдущей НПС.

Для нормальной (безкавитационной) работы основного насоса необходимо,

чтобы минимальный подпор на входе в него  $h_{ex}$  превышал бы напор  $h_s$ , соответствующий давлению насыщенных паров перекачиваемой жидкости  $P_s$ , на величину, равную разности допустимого кавитационного запаса  $\Delta h_{oon}$  и скоростного напора на входе в насос  $h_{ck}$

$$h_{ex} \geq h_s + (\Delta h_{oon} - h_{ck}), \quad (42)$$

или

$$\frac{P_{ex}}{\rho_i \cdot g} \geq \frac{P_s}{\rho_i \cdot g} + \left( \Delta h_{oon} - \frac{v_{вс.н}^2}{2 \cdot g} \right), \quad (43)$$

где  $P_{ex}$  – минимальное давление на входе в насос, Па;

$P_s$  – давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости при температуре перекачки;

$\Delta h_{oon}$  – допустимый кавитационный запас, м;

$h_{ck}$  – скоростной напор на входе в насос, м, определяемый по формуле

$$h_{ck} = \frac{v_{вс.н}^2}{2 \cdot g}, \text{ где } v_{вс.н} - \text{ скорость жидкости во всасывающей патрубке основного насоса, м/с, определяемая по формуле} \quad (44)$$

насоса, м/с, определяемая по формуле

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лат		20

$$v_{ec.n} = \frac{4 \cdot Q_v}{3600 \cdot \pi \cdot D_{ec.n}^2} = \frac{4 \cdot 3582,22}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,996^2} = 1,28 \frac{м}{с},$$

(45)

Тогда скоростной напор на входе в насос будет равен

$$h_{cx} = \frac{1,28^2}{2 \cdot 9,81} = 0,08 м.$$

Определяем давление насыщенных паров перекачиваемой нефти по формуле

$$P_s = 101325 \cdot \exp \left[ 10,53 \left( 1 - \frac{T_{HK}}{T_{PH}} \right) \right] = 101325 \cdot \exp \left[ 10,53 \left( 1 - \frac{316}{275} \right) \right] = 25075,26 Па$$

(46)

где  $T_{HK}$  – температура начала кипения нефти, К.

Определяем допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти по формуле

$$\Delta h_{дон} = \Delta h_{донв} - k_h \cdot (\Delta h_t - \Delta h_v),$$

(47)

где  $\Delta h_{донв}$  – допустимый кавитационный запас основного насоса при работе на воде в номинальном режиме, м;

$k_h$  – коэффициент запаса,  $k_h = 1,1 \dots 1,15$ ;

$\Delta h_t$  – поправка на температуру и вязкость, определяем по формулам

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot h_s^{0,45}$$

(48)

где  $h_s$  – напор, соответствующий давлению насыщенных паров перекачиваемой жидкости, м, определяем по формуле

$$h_s = \frac{P_s}{\rho_t \cdot g} = \frac{25075,26}{869,72 \cdot 9,81} = 2,9 м.$$

(49)

Тогда

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot 2,9^{0,45} = 0,77 м.$$

$$\Delta h_v = \zeta_{ex} \cdot \frac{v_{ec.n}^2}{2 \cdot g}$$

(50)

где  $\zeta_{ex}$  – коэффициент местного сопротивления на входе в основной насос, вычисляемый по формуле

$$\zeta_{ex} = \begin{cases} 16 - 13,1 \cdot (lg \Re_{ex} - 2,75)^{0,354} & \text{при } \Re_{ex} \leq 20000; \\ 1 & \text{при } \Re_{ex} > 20000. \end{cases}$$

(51)

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		21

Для основного насоса число Рейнольдса на входе в насос  $\Re_{ex}$  рассчитываются по диаметру всасывающего патрубка насоса  $D_{вс.п.}$ .

$$\Re_{ex} = \frac{\vartheta_{вс.п.} \cdot D_{вс.п.}}{\nu_t} = \frac{1,27 \cdot 0,996}{3,26 \cdot 10^{-4}} = 8050,8. \quad (52)$$

Тогда коэффициент местного сопротивления при входе в основной насос будет равен

$$\xi_{ex} = 16 - 13,1 \cdot (\lg 8050,8 - 2,75)^{0,354} = 2,21.$$

$$\Delta h_v = 2,21 \cdot \frac{1,28^2}{2 \cdot 9,81} = 0,18 \text{ м}.$$

Следовательно, допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти по формуле (47) будет равен

$$\Delta h_{дон} = 42 - 1,1 \cdot (0,77 - 0,18) = 41,36 \text{ м}$$

Определяем минимальный подпор на входе в первый по счету основной магистральный насос НПС и соответствующее ему давление

$$h_{ex} = h_s + (\Delta h_{дон} - h_{ск}) = 2,9 + (41,36 - 0,08) = 44,2 \text{ м};$$

$$P_{ex} = 44,2 \cdot 869,72 \cdot 9,81 = 0,38 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Определим рабочее давление на выходе из НПС по формуле

$$P_{раб} = (H_{nv} + m \cdot H_{mv}) \cdot \rho_t \cdot g = (52,69 + 3 \cdot 199,31) \cdot 869,72 \cdot 9,81 = 5,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{раб} \leq P_{дон} \quad (54)$$

где  $P_{дон}$  – допустимое давление, определяемое из условия прочности запорной арматуры.

$$P_{дон} = 6,4 \text{ МПа}.$$

$$5,6 \text{ МПа} \leq 6,4 \text{ МПа}.$$

Условие (54) выполняется.

## 2 РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Данный расчет ведем согласно [2].

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (55)$$

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		22

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (56)$$

где  $\sigma_{np}^H$  – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа определяем по формуле

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_{min}}, \quad (57)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона,  $\mu=0,3$  – для стали;

$\Delta t$  – расчётный температурный перепад, °С,

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла,  $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5}$ , 1/°С;

$E$  –модуль Юнга),  $E=2,06 \cdot 10^5$  МПа;

$\rho_{min}$  – минимальный радиус упругого изгиба,  $\rho_{min}=1000$  м [4, табл. 1.7]

Определим значения расчетных температурных перепадов. Для района прокладки нефтепровода, согласно СП 20.13330.20011, нормативные значения изменений средних температур по сечению элемента в теплое и холодное время года соответственно определяем по формулам

$$\Delta t_w = t_w - t_{0c} \quad (58)$$

$$\Delta t_c = t_c - t_{0w} \quad (59)$$

где  $t_w, t_c$  – значение изменения средних температур по сечению элемента в теплое и холодное время года;

$t_{0c}, t_{0w}$  – начальные температуры в теплое и холодное время года

$$t_w = t_{ew}, \quad (60)$$

$$t_c = t_{ec}, \quad (61)$$

где  $t_{ew}, t_{ec}$  – средние суточные температуры наружного воздуха в теплое и холодное время года, определяем по формуле  $t_{ew} = t_{VII} + \Delta_{VII} = 20 + 6 = 26$  °С, (62)

$$t_{ec} = t_I + \Delta_I = -15 + 20 = 5$$
 °С, (63)

где  $t_{VII}, t_I$  – многолетние среднемесячные температуры воздуха в июле и январе [5, прил.ж];

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		23

$\Delta_{VII}, \Delta_I$  – отклонения средних суточных температур от средних месячных, [5, прил.ж].

Начальные температуры, соответствующие замыканию конструкции или ее части в законченную систему в теплое и холодное время, определяем по формулам

$$t_{0w} = 0,8 \cdot t_{VII} + 0,2 \cdot t_I = 0,8 \cdot 20 + 0,2 \cdot (-15) = 13 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (64)$$

$$t_{0c} = 0,2 \cdot t_{VII} + 0,8 \cdot t_I = 0,2 \cdot 20 + 0,8 \cdot (-15) = -8 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (65)$$

Тогда нормативные значения изменения средних температур по сечению элемента в теплое и холодное время года по формулам (58) и (59) составят

$$\Delta t_w = 26 - (-8) = 34 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_c = 5 - 13 = -8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

В календарном сроке замыкания конструкций начальная температура предусмотрена не ниже  $-20 \text{ } ^\circ\text{C}$ . В связи с этим пересчитываем значения средних температур по сечению элемента

$$\Delta t_w = -20 - 34 = -54 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_c = -20 - (-8) = -12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение  $\Delta t_w = 54 \text{ } ^\circ\text{C}$

$\sigma_{ки}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяем по формуле

$$\sigma_{ки}^H = \frac{P \cdot D_в}{2 \cdot \delta_n} \quad (66)$$

где  $D_в$  – внутренний диаметр нефтепровода, определяемый по формуле

$$D_в = D_n - 2 \cdot \delta_n = 1020 - 2 \cdot 12 = 996 \text{ мм}. \quad (67)$$

Тогда кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления будут равны по формуле (66)

$$\sigma_{ки}^H = \frac{5,6 \cdot 10^6 \cdot 996}{2 \cdot 12} = 267 \text{ МПа}$$

Следовательно, максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по формуле (57) составят

$$\sigma_{прод} = 51,77 \text{ МПа}$$

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		24

$$\sigma_{np} = 158,35 \text{ МПа}$$

$R_2^H$  - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, зависящее от марки стали, принимаемое равным пределу текучести,  $R_2^H = 363 \text{ МПа}$  [1, прил. 1].

$\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы, при растягивающих продольных напряжениях  $\sigma_{np}^H > 0$ , принимаемый равным единице, при сжимающих  $\sigma_{np}^H < 0$  определяем по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_n} \cdot R_2^H}, \quad (68)$$

Вычисляем комплекс

$$\frac{m}{0,9 \cdot K_n} \cdot R_2^H = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 363 = 363 \text{ МПа}. \quad (69)$$

Следовательно, коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб равен по формуле (68)

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{267}{363} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{267}{363} = 0,38.$$

Проверяем условие прочности подземного трубопровода (56)

$$267 \text{ МПа} \leq 363 \text{ МПа}.$$

Условие прочности подземного трубопровода (56) обеспечивается.

Проверяем условия прочности подземного трубопровода (55)

$$|51,77| \text{ МПа} \leq 0,38 \cdot 363, 51,77 \text{ МПа} < 145,9 \text{ МПа}$$

$$|-158,34| \text{ МПа} \leq 0,38 \cdot 363, 158,34 \text{ МПа} < 145,39 \text{ МПа}$$

Условие прочности подземного трубопровода (55) не обеспечивается.

То для обеспечения надежности трубопровода при деформациях необходимо увеличить минимальный радиус упругого изгиба, решая уравнение (57)

$$r_{min} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,1020}{2 \cdot (-145,9 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 54 - 0,3 \cdot 267)} = 1134 \text{ м}$$

Проверку устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить по условию

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		25

$$S \leq \frac{m}{1,1} \cdot N_{кр}, \quad (70)$$

где  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н, определяемая по формуле

$$S = F_m \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t], \quad (71)$$

где  $F_m$  – площадь поперечного сечения металла трубы, м, определяемая по формуле

$$F_m = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_e^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,996^2) = 0,038 \text{ м}^2, \quad (72)$$

$\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяем по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_e}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,15 \cdot 5,5 \cdot 996}{2 \cdot 12} = 307,4 \text{ МПа}. \quad (73)$$

Следовательно, эквивалентное продольное осевое усилие в трубопроводе по формуле (78) будет равно

$$S = 0,038 \cdot [(0,5 - 0,3) \cdot 307,44 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 54] = 7,4 \text{ МН}.$$

$N_{кр}$  – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяем с

учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости по формуле

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (74)$$

где  $P_0$  – сопротивление продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, определяемая по формуле

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \text{tg} \cdot \varphi_{зп}) \quad (75)$$

где  $C_{зп}$  – коэффициент сцепления грунта,  $C_{зп} = 13 \text{ кПа}$  [1, табл.4.3]

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		26

$P_{zp}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, определяемая по формуле

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_n \cdot \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi \cdot D_n} \quad (76)$$

где  $n_{zp}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта,  $n_{zp}=0,8$ ; [1, с.112]

$\gamma_{zp}$  – удельный вес грунта,  $\gamma_{zp}=19000 \text{ Н/м}^3$  [1, табл.4.3]

$h_0$  – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта,  $h_0=0,8 \text{ м}$ ; [2, п. 9.1.1]

$\varphi_{zp}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{zp}=20^\circ$  [1, табл.4.3]

$q_{mp}$  – расчётная нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода, определяемая по формуле

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np}, \quad (84)$$

где  $q_m$  – нагрузка от собственного веса металла трубы, определяем по формуле

$$q_m = n_{c.в} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_в^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,996^2) = i$$

$$i 2832,5 \text{ Н/м}, \quad (78)$$

где  $n_{c.в}$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса,  $n_{c.в}=0,95$  [1, с. 113];

$\gamma_m$  – удельный вес металла труб,  $\gamma_m=78500 \text{ Н/м}^3$ ;

$q_u$  – нагрузка от собственного веса изоляции, определяемая по формуле

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 2832,5 = 283,25 \text{ Н}, \quad (79)$$

$q_{np}$  – нагрузка от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины, определяем по формуле

$$q_{np} = \rho_t \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_g^2}{4} = 869,72 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,996^2}{4} = 6644,1 \text{ Н/м}, \quad (80)$$

где  $\rho_t$  – плотность нефти,  $\rho_t = 869,72 \text{ кг/м}^3$ ;

Тогда нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой нефтью равна по формуле (77)

$$q_{mp} = 2832,5 + 283,2 + 6644,1 = 9759,8 \text{ Н/м}.$$

Тогда среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом будет равно по формуле (76)

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot \left[ \left( 0,8 + \frac{1,02}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{1,02}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right]}{3,14 \cdot 1,02} + i$$

$$\frac{+ 9759,8}{3,14 \cdot 1,02} = 18237 \text{ Па}.$$

Следовательно, сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины будет равно по формуле (75)

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (13000 + 18237 \cdot \text{tg} \cdot 20) = 62884 \text{ Па}.$$

$q_{верт}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяем по формуле

$$q_{верт} = n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{mp} = i$$

$$i \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot \left( 0,8 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 9759,8 = 23863,95 \text{ Н/м}, \quad (81)$$

$J$  – осевой момент инерции, металла трубы определим по формуле

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_g^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,02^4 - 0,996^4) = 4,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4. \quad (82)$$

Следовательно, продольное критическое усилие для прямолинейных: участков подземного нефтепровода в случае пластической связи трубы с грунтом

будет равно по формуле (81)

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{628843^2 \cdot 23863,95^4 \cdot 0,038^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (4,8 \cdot 10^{-3})^3} = 19,98 \cdot 10^6 \text{ Н} = 21,32 \text{ МН}.$$

Проверяем условие общей устойчивости трубопровода в продольном направлении (77)

$$7,4 \text{ МН} \leq \frac{0,99}{1,1} \cdot 21,327,4 \text{ МН} \leq 19,88 \text{ МН}$$

Условие общей устойчивости трубопровода (77) в продольном направлении выполняется.

Проверим условие устойчивости трубопровода в продольном направлении

в случае упругой связи с грунтом. Для этого определяем продольное критическое

усилие по формуле

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 4,8 \cdot 10^{-3}} = 142,4 \text{ МН},$$

$$(83)$$

где  $k_0$  – коэффициент нормального сопротивления грунта или коэффициент постели грунта при сжатии, [1, табл. 1.6].

Проверяем условие общей устойчивости трубопровода в продольном направлении (77)

$$7,4 \text{ МН} \leq \frac{0,99}{1,1} \cdot 142,47,4 \text{ МН} \leq 128,2 \text{ МН}$$

Условие общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в случае упругой связи с грунтом (77) выполняется.

Проверим условие устойчивости трубопровода для криволинейных участков, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие будет определяться по формуле

$$N_{кр}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} \quad (84)$$

где  $\beta_N$  – коэффициент, определяемый по номограмме, приведенной на рисунке 4, в зависимости от параметров  $\theta_\beta$  и  $Z_\beta$ .

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_\beta \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1313,54 \cdot \sqrt[3]{\frac{23863}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,8 \cdot 10^{-3}}}} = 0,0264, \quad (85)$$

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		29

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{62884 \cdot 0,038}{23863 \cdot 4,8 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{23863}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,8 \cdot 10^{-3}}}} = 158, \quad (86)$$

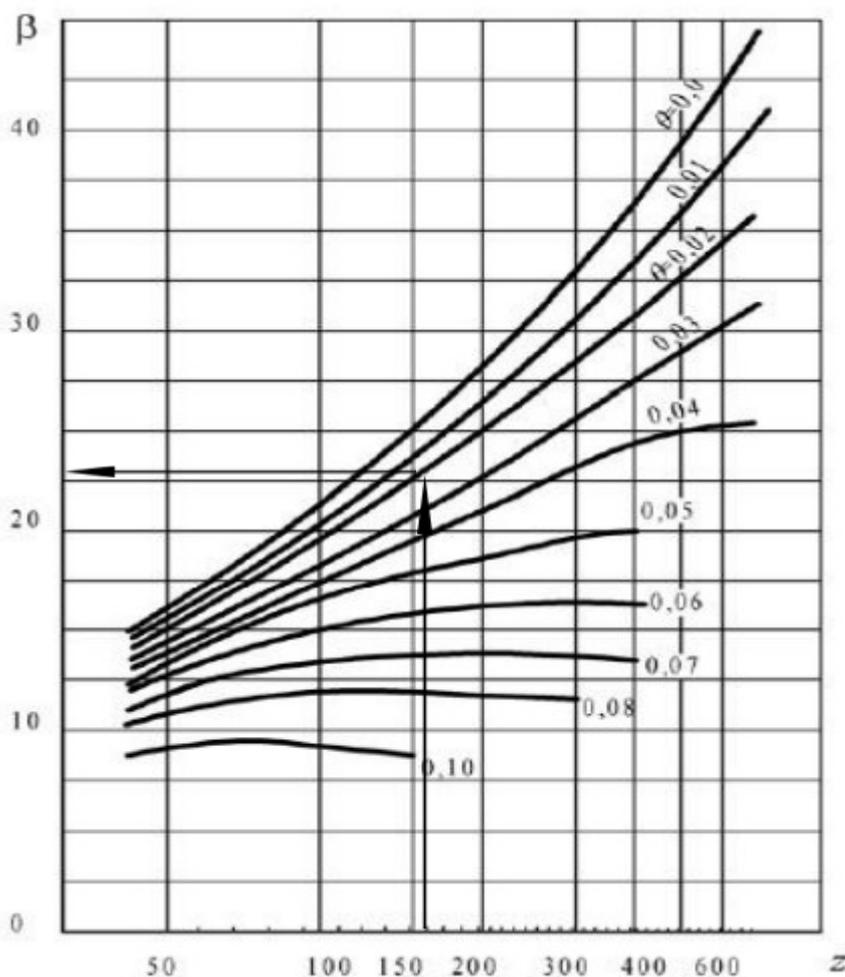
где  $R_{\beta}$  – радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи.

Принимаем  $\beta_N = 22,5$ .

Тогда критическое усилие по формуле (84) будет равно

$$N_{кр}^{(3)} = 22,5 \cdot \sqrt[3]{23863^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,8 \cdot 10^{-3}} = 18,6 \text{ МН}.$$

Критическое усилие трубопровода для криволинейных участков, выполненных упругим изгибом, в случае упругой связи трубы с грунтом будет



определяться по формуле

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_{\beta} = 0,375 \cdot 23863 \cdot 1313,54 = 11,75 \text{ МН} \quad (87)$$

Рисунок 4 – Номограмма для определения коэффициента  $\beta_N$  при проверке устойчивости криволинейного трубопровода

Из двух найденных критических усилий выбираем меньшее и проверяем условие устойчивости (77)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лит
------	------	----------	--------	-----

$$7,4 \text{ МН} \leq \frac{0,99}{1,1} \cdot 11,75; 7,4 \text{ МН} \leq 10,6 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости для криволинейных (выпуклых) участков нефтепровода (77) выполняется.

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		31

### 3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА

Расчет ведем согласно [1].

Определяем секундный расход нефти и ее среднюю скорость по формулам

$$Q_c = \frac{Q_v}{3600} = \frac{3582,88}{3600} = 1 \frac{м^3}{с},$$

(88)

$$v = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_g^2} = \frac{4 \cdot 1}{3,14 \cdot 0,996^2} = 1,27 \frac{м}{с}.$$

(89)

Определяем режим течения, для этого находим число Рейнольдса по формуле

$$Re = \frac{v \cdot D_g}{\nu_t} = \frac{1,27 \cdot 0,996}{3,26 \cdot 10^{-4}} = 3900.$$

(90)

Так как  $Re > 2320$ , режим течения жидкости турбулентный.

Определим зону трения.

Для этого определяем относительную шероховатость труб при  $k_s = 0,05$  мм по формуле

$$\varepsilon = \frac{k_s}{D_g} = \frac{0,05}{0,996} = 5,02 \cdot 10^{-5}.$$

(91)

Первое переходное число Рейнольдса определяем по формуле

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{5,02 \cdot 10^{-5}} = 199200.$$

(92)

Второе переходное число Рейнольдса определяем по формуле

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{500}{5,02 \cdot 10^{-5}} = 9960000.$$

(93)

Так как  $Re < Re_1$ , то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{3900^{0,25}} = 0,04.$$

(94)

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		32

Определяем гидравлический уклон в нефтепроводе по формуле

$$i = \frac{\lambda \cdot v^2}{D_s \cdot 2 \cdot g} = \frac{0,04 \cdot 1,27^2}{0,996 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,00334.$$

(95)

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		33

$$N_3 = \frac{L}{400 \dots 600} = \frac{445}{400 \dots 600} = 1 \quad (96)$$

Полные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_3 \cdot H_{kn} = 1,02 \cdot 0,00334 \cdot 445 \cdot 10^3 - 112 + 2 \cdot 40 = 1446,9 \text{ м}, \quad (97)$$

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

$\Delta z$  – разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м;

$H_{kn}$  – остаточный напор в конце эксплуатационного участка необходимый для закачки нефти в резервуары,  $H_{kn} = 30 - 40$  м, примем  $H_{kn} = 40$  м.

$N_3$  – число эксплуатационных участков.

Определяем расчетный напор одной станции по формуле

$$H_{cm} = m_{mn} \cdot H_{mn}, \quad (98)$$

$$H_{mn} = 273,22 - 5,76 \cdot 10^{-6} \cdot 3582,88^2 = 199,31 \text{ м},$$

$$H_{cm} = 3 \cdot 199,31 = 597,9 \text{ м}.$$

$$H_{nn} = 96 - 3,4 \cdot 10^{-6} \cdot 3582,88^2 = 52,69 \text{ м}.$$

Расчётное число насосных станций определяем по формуле

$$n = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_3 \cdot \frac{(H_{kn} - H_{nn})}{H_{cm}} = \frac{H - N_3 \cdot H_{nn}}{H_{cm}} = \frac{1446,9 - 2 \cdot 52,69}{597,9} = 2,33. \quad (99)$$

Если округлить число НПС в меньшую сторону (2 станции), то гидравлическое сопротивление трубопровода можно снизить прокладкой лупинга, приняв диаметр лупинга равным диаметру основного трубопровода. Найдём значение  $\omega$  и длину лупинга по формулам

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_l}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{1,02}{1,02}\right)^{\frac{5-0,25}{2-0,25}}\right]^{2-0,25}} = 0,297. \quad (100)$$

$$L_l = \frac{(n - n_1) \cdot H_{cm}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)} = \frac{(2,33 - 2) \cdot 597,9}{1,02 \cdot 0,003346 \cdot (1 - 0,297)} = 82670 \text{ м}. \quad (101)$$

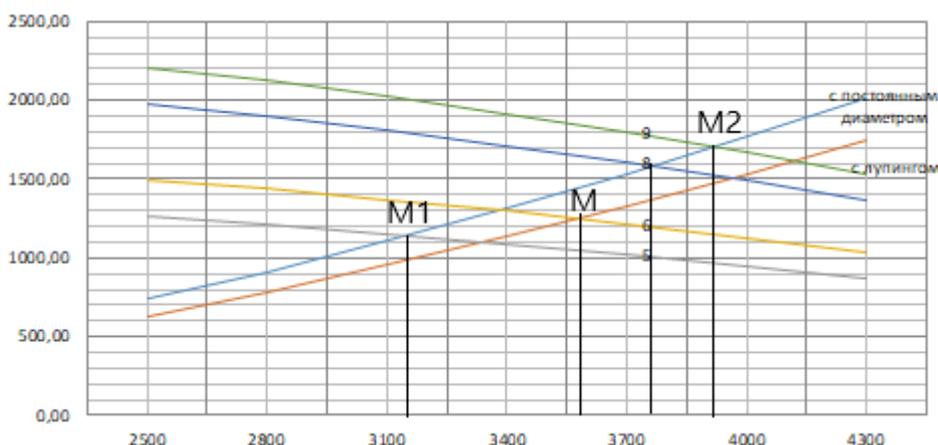
где  $n_1$  – округленное меньшее целое число перекачивающих станций

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		34

Построим совмещенную характеристику нефтепровода постоянного диаметра и нефтеперекачивающих станций. Для этого выполним гидравлический расчет нефтепровода в диапазоне от 2500 до 4300 м<sup>3</sup>/ч с шагом 300 м<sup>3</sup>/ч. Результаты вычислений представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты расчета характеристик трубопровода и перекачивающих станций

Расход м <sup>3</sup> /ч	Напор насосов, м		Характеристика трубопроводов		Характеристика нефтеперекачивающих станций			
	магистрального насоса	подпорного насоса	с постоянным диаметром	с лупингом	5	6	8	9
2500	237,23	74,92	737,14	631,46	1261,09	1498,32	1972,79	2210,03
2800	228,08	69,55	914,63	785,78	1209,95	1438,03	1894,19	2122,27
3100	217,89	63,58	1106,99	953,02	1153,03	1370,92	1806,69	2024,58
3400	206,66	57,00	1313,85	1132,86	1090,31	1296,97	1710,30	1916,96
3700	194,40	49,82	1534,87	1325,01	1021,81	1216,21	1605,00	1799,40
4000	181,10	42,02	1769,76	1529,22	947,52	1128,61	1490,81	1671,91
4300	166,76	33,62	2018,25	1745,26	867,44	1034,20	1367,72	1534,48



Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лат
------	------	----------	--------	-----

КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ

Лист

35

1 – Характеристика нефтепровода, 2 – характеристика нефтепровода с лупингом,  
3-6 – характеристики НПС

Рисунок 5 – Совмещенная характеристика нефтепровода и  
нефтеперекачивающих станций

					КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		36

Точка пересечения М характеристики нефтепровода с лупингом и нефтеперекачивающих станции ( $n=3$ ) подтверждает правильность определения длины лупинга, так как  $Q_m = Q_n = 3582,88 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

#### 4 РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА

При округлении числа НПС в большую сторону рассчитаем параметры циклической перекачки. Из совмещенной характеристики трубопровода и нефтеперекачивающей станции при  $n=3$ ,  $m=3$  рабочая точка переместится в точку М2, а расход соответствует  $Q_2 = 3920,91 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Если на всех НПС отключить по одному насосу  $n=3$ ,  $m=1$ , то рабочая точка переместится в точку М1, а нефтепровод будет работать с производительностью  $Q_1 = 3152,82 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Так как выполняется условие  $Q_1 < Q_2$ , по формуле рассчитываем время работы нефтепровода на режимах, соответствующих расходам  $Q_1$  и  $Q_2$

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot N_p \cdot (Q_2 - Q_1)}{Q_2 - Q_1} = \frac{24 \cdot 351 \cdot (3920,91 - 3582,88)}{3920,91 - 3152,82} = 4716,668 \text{ ч},$$

(102)

$$\tau_2 = \frac{24 \cdot N_p \cdot (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} = \frac{24 \cdot 351 \cdot (3582,88 - 3152,82)}{3920,91 - 3152,82} = 3707,332 \text{ ч}.$$

(103)

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		37

## 5 РАССТАНОВКА СТАНЦИЙ ПО ТРАССЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Рассмотрим расстановку станций на местности исходя из максимальной производительности нефтепровода при  $n=3$  и  $Q_2=3920,91 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Гидравлический уклон при максимальной производительности составляет  $i=0,00395$ .

Напоры, развиваемые подпорными и магистральными насосами при максимальной подаче  $Q_2$ , вычисляются по формуле

$$H_{\text{мн}} = 273,22 - 5,76 \cdot 10^{-4} \cdot 3920,91^2 = 184,7 \text{ м.}$$

$$H_{\text{мн}} = 96 - 3,38 \cdot 10^{-6} \cdot 3920,91^2 = 44 \text{ м.}$$

Определяем расчетный напор одной станции

$$H_{\text{ст}} = 3 \cdot H_{\text{мн}} = 3 \cdot 184,7 = 554 \text{ м.}$$

Построим гидравлический треугольник, за горизонтальный катет примем отрезок  $ab$ , равный  $l=100 \text{ км}$ , который отложим в масштабе длин. Вертикальный катет  $ac$  равен  $1,02 \cdot i \cdot l = 1,02 \cdot 0,003918 \cdot 100000 = 400 \text{ м}$  и отложим его в масштабе высот. Гипотенуза треугольника  $bc$  и есть положение линии гидравлического уклона в принятых масштабах построений.

Результаты расстановки станций приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Расчетные значения высотных отметок НПС и длин линейных участков нефтепровода

Нефтеперекачивающая станция	Высотная отметка $Z$ , м	Расстояние от начала нефтепровода, км	Длина линейного участка $l$ , км
ГНПС-1	241,2	0	165
НПС-2	134	165	145,1
НПС-3	107,5	310,4	134,6
КП	129,3	445	-

С учетом полученных расчетов выполним расстановку станций по трассе нефтепровода (графическая часть проекта)

## 6 РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Расчет ведем согласно [1].

### 6.1 Графический метод

Рассмотрим режимы совместной работы двух эксплуатационных участков магистрального нефтепровода протяженностью 445 км.

Построим суммарную совмещенную характеристику линейных участков нефтепровода и НПС. Задаваясь расходами от 2500 до 4300 м<sup>3</sup>/ч, определяем режимы течения нефти и рассчитываем потери напора на отдельных четырех участках нефтепровода. Найдем напоры подпорного и магистральных насосов.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

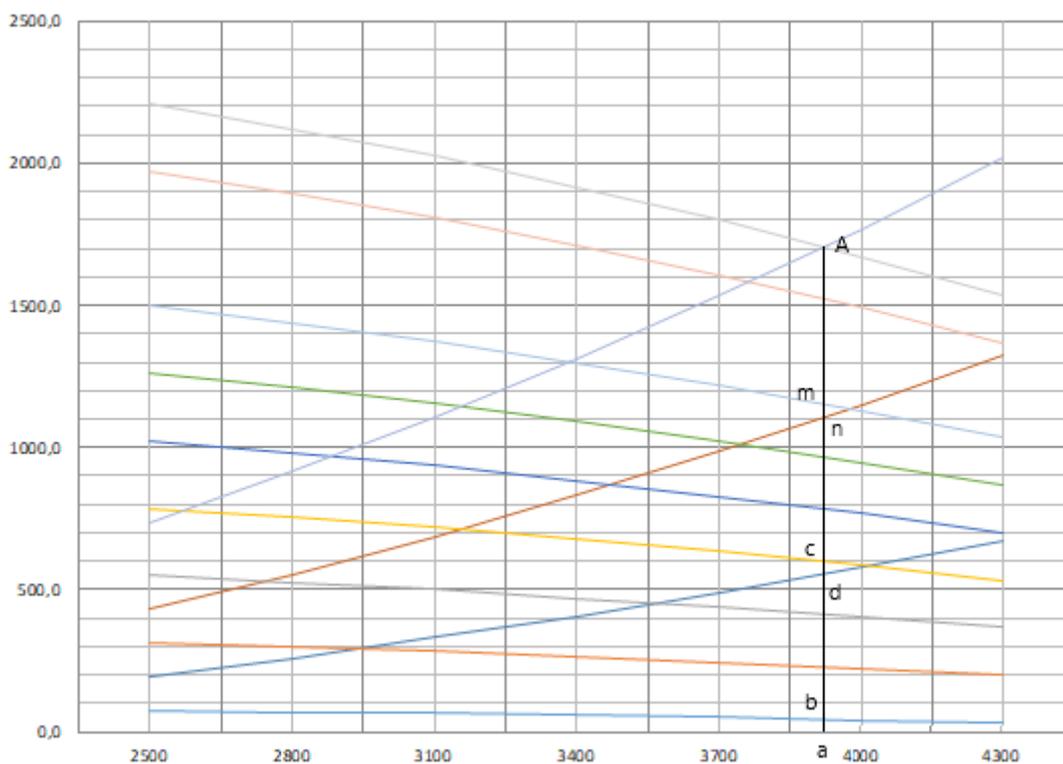
Из совмещенной характеристики (рисунок 6) найдём значения напоров на входе и напоров на выходе каждой НПС.

Например, для режима (3-3-3) производительность перекачки определяется пересечением характеристики нефтепровода 3 и суммарной характеристики НПС при  $k = 3$  магистральных насосах (рабочая точка А) и соответствует значению  $Q = 3953$  м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 8 – Результаты гидравлического расчета участков нефтепровода и напорных характеристик насосов

1		2	3	4	5	6	7	8
Расход		2500	2800	3100	3400	3700	4000	4300
Скорость течения, м/с		0,89	1,00	1,11	1,21	1,32	1,43	1,53
Число Рейнольдса		2721,78	3048,40	3375,01	3701,63	4028,24	4354,85	4681,47
Коэффициент гидравлического сопротивления, $\lambda$		0,044	0,043	0,042	0,041	0,040	0,039	0,038
Гидравлический уклон, $i$		193,4	259,3	330,8	407,6	489,7	577,0	669,3
Напор магистрального насоса, м		430,7	554,5	688,7	833,0	987,1	1151,0	1324,3
Напор подпорного насоса, м		737,2	914,7	1107,1	1314,0	1535,0	1769,9	2018,3
Потери напора на участках Н.	1-участок	133,1	193,4	259,3	330,8	407,6	489,7	577,0
	2-участок	317,6	430,7	554,5	688,7	833,0	987,1	1151,0
	3-участок	575,0	737,2	914,7	1107,1	1314,0	1535,0	1769,9

Напор развиваемый насосами, Н, м	Количество насосов	0	74,9	69,6	63,6	57,0	49,8	42,0	33,6
		1	312,1	297,6	281,5	263,7	244,2	223,1	200,4
		2	549,4	525,7	499,4	470,3	438,6	404,2	367,1
		3	786,6	753,8	717,2	677,0	633,0	585,3	533,9
		4	1023,9	981,9	935,1	883,7	827,4	766,4	700,7
		5	1261,1	1210,0	1153,0	1090,3	1021,8	947,5	867,4
		6	1498,3	1438,0	1370,9	1297,0	1216,2	1128,6	1034,2
		7	1735,6	1666,1	1588,8	1503,6	1410,6	1309,7	1201,0
		8	1972,8	1894,2	1806,7	1710,3	1605,0	1490,8	1367,7
		9	2210,0	2122,3	2024,6	1917,0	1799,4	1671,9	1534,5



Продолжен

ие таблицы 8

Рисунок 6 – График совмещенной характеристики насосов и участков нефтепровода (1, 2, 3)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Лат
------	------	----------	--------	-----

КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ

Лист  
40

Таблица 9 – Напоры и подпоры НПС на режиме (3-3-3-3)

Нефтеперекачивающая станция	Количество работающих магистральных насосов	Обозначение отрезка	
		напор на входе НПС, м	напор на выходе НПС, м
ГНПС-1	3	<i>ab</i>	<i>ac</i>
НПС-2	3	<i>dc</i>	<i>dm</i>
НПС-3	3	<i>nm</i>	<i>nA</i>

Подпор на головной НПС – 1 равен отрезку *ab*, а напор на её выходе равен отрезку *ac*. Чтобы найти подпор на выходе НПС – 2, нужно определить разность отрезков *ac* и *ad*, то есть из напоров на выходе ГНПС – 1 вычесть потери напора на первом участке. Аналогично определим величины отрезков, соответствующих напорам и подпорам.

## 6.2 Численный метод

Рассмотрим режимы совместной работы двух эксплуатационных участков магистрального нефтепровода протяженностью 445 км с расположенными на нем 4 НПС с тремя работающими магистральными насосами на каждой. Производительность нефтепровода на этом режиме определим из решения уравнения

$$\begin{cases} H_{mp} = \sum_{j=1}^n (1,02 \cdot h_{ij} + \Delta z_j) + h_{ocm} \\ H_{nc} = h_n + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{nM_j} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} \end{cases} \quad (104)$$

где  $H_{TP}$  – напор, необходимый для преодоления гидравлического сопротивления трубопровода, разности геодезических отметок и создания остаточного напора в конце эксплуатационного участка, м;

$H_{nc}$  – напор, развиваемый всеми работающими насосами при рассматриваемом режиме перекачки;

$\Delta z_j$  – разность геодезических отметок на *j*-м линейном участке;

*n* – число линейных участков (перекачивающих станций);

$h_{ост}$  – остаточный напор на конечном пункте трубопровода;

$h_{\eta}$  – потери напора на трение на  $j$ -м линейном участке трубопровода;

$n_{Mj}$  – число магистральных насосов, установленных на  $j$ -й ПС;

$h_n$  – напор, развиваемый подпорными насосами;

$h_{Mjk}$  – напор, развиваемый  $k$ -м магистральным насосом  $j$ -й ПС;

$\varphi_{jk}$  – индекс состояния  $k$ -го магистрального насосного агрегата  $j$ -й ПС

( $\varphi_{jk} = 1$  при работающем насосе и  $\varphi_{jk} = 0$  при остановленном насосе).

Определяем максимально допустимый напор на выходе из насосных станций

по формуле

$$H_{ПСmax} = \frac{P_{\delta}}{\rho_i \cdot g} = \frac{5,9 \cdot 10^6}{869,72 \cdot 9,81} = 691,52 \text{ м.} \quad (105)$$

и допустимый кавитационный запас на входе в основные насосы

$$\Delta h_{дон} = 44,22 \text{ м.}$$

С учетом потерь напора в обвязке насосных станций примем

$$\Delta H_{min} = 50 \text{ м.}$$

Определяем напор, развиваемый основными магистральными насосами головной нефтеперекачивающей станции

$$H_{СТс} = \sum_{k=1}^{n_{M_s}} \varphi_{ck} \cdot h_{Mck} = 3 \cdot 184,71 = 554,12 \text{ м.} \quad (106)$$

Определяем напор на выходе ГНПС-1 по формуле

$$H_{СТс} = \Delta H_c + H_{СТс}, \quad (107)$$

где  $H_c$  – подпор на входе  $c$ -й перекачивающей станции;

$H_{СТс}$  – напор, создаваемый работающими насосами  $c$ -й НПС при известной производительности перекачки.

$$H_{зппс-1} = 44,14 + 554,12 = 598,25 \text{ м.}$$

Подпор на входе НПС-2 определяем по формуле

$$H_c = h_n + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{M_j}} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} - \sum_{j=1}^{c-1} (1,02 \cdot h_{\eta_j} + \Delta z_j). \quad (108)$$

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		42

$$H_{\text{ПН2}} = 44,14 + 554,12 - (1,02 \cdot 0,003918 \cdot 165304 + 134 - 241,2) = 44,79 \text{ м}$$

Определяем напор на выходе НПС-2

$$H_{\text{СТ2}} = 3 \cdot 184,71 = 554,12 \text{ м.}$$

$$H_{\text{НПС2}} = 3 \cdot 224,74 + 44,14 = 598,91 \text{ м.}$$

Определяем значение подпора и напора для НПС-3

$$H_{\text{ПН3}} = 598,91 - (1,02 \cdot 0,003918 \cdot 145096 + 107,5 - 134) = 45,512 \text{ м}$$

$$H_{\text{НПС3}} = 3 \cdot 184,71 + 45,512 = 599,63$$

Определяем значение подпора и напора для НПС-4

$$H_{\text{КС}} = 599,63 - (1,02 \cdot 0,003918 \cdot 134600 + 129,3 - 107,5) = 39,88 \text{ м}$$

В таблице 10 приведены результаты расчетов подпоров и напоров нефтеперекачивающих станций при различном количестве работающих насосов и их комбинациях.

Таблица 10 - Напоры и подпоры нефтеперекачивающих станций при различных числах работающих насосов и комбинаций их включения

1	2	3	4	5		6		7		8
				ГНПС-1		НПС-2		НПС-3		
				Нпн1, м	Нпнс1, м	Нпн2, м	Нпнс2, м	Нпн3, м	Нпнс3, м	
1	9	3-3-3	3953	43,28	593,04	30,08	579,84	18,11	567,86	2,82
2	8	3-3-2	3797	47,36	618,00	100,64	671,27	149,57	529,99	2,73
3	8	3-2-3	3797	47,36	618,00	100,64	481,06	-40,64	529,99	2,73
4	7	3-2-2	3621	51,77	644,95	177,37	572,83	94,82	490,27	2,63
5	7	3-3-1	3621	51,77	644,95	177,37	770,56	292,54	490,27	2,63
6	7	3-1-3	3621	51,77	644,95	177,37	375,10	-102,91	490,27	2,63
7	6	2-2-2	3424	56,45	467,89	53,91	465,35	34,38	445,82	2,51
8	6	3-2-1	3424	56,45	673,61	259,63	671,07	240,10	445,82	2,51
9	6	3-1-2	3424	56,45	673,61	259,63	465,35	34,38	445,82	2,51
10	6	3-0-3	3424	56,45	673,61	259,63	259,63	-171,34	445,82	2,51
11	6	3-3-0	3424	56,45	673,61	259,63	876,79	445,82	445,82	2,51

Продолжение таблицы 10

12	5	2-2-1	3198	61,50	490,17	134,89	563,57	184,13	398,46	2,39
----	---	-------	------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	------

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат	<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
						43

13	5	2-1-2	3198	61,50	490,17	134,89	349,23	-30,21	398,46	2,39
14	5	3-1-1	3198	61,50	704,51	349,23	563,57	184,13	398,46	2,39
15	5	3-2-0	3198	61,50	704,51	349,23	777,90	398,46	398,46	2,39
16	5	3-0-2	3198	61,50	704,51	349,23	349,23	-30,21	398,46	2,39
17	4	2-1-1	2938	66,88	513,92	222,43	445,95	122,49	346,01	2,24
18	4	2-2-0	2938	66,88	513,92	222,43	669,47	346,01	346,01	2,24
19	4	2-0-2	2938	66,88	513,92	222,43	222,43	-101,03	346,01	2,24
20	4	3-0-1	2938	66,88	737,44	445,95	445,95	122,49	346,01	2,24
21	4	3-1-0	2938	66,88	737,44	445,95	669,47	346,01	346,01	2,24
22	3	1-1-1	2630	72,67	306,06	84,81	318,20	56,40	289,80	2,09
23	3	2-0-1	2630	72,67	539,46	318,20	318,20	56,40	289,80	2,09
24	3	2-1-0	2630	72,67	539,46	318,20	551,60	289,80	289,80	2,09
25	3	3-0-0	2630	72,67	772,85	551,60	551,60	289,80	289,80	2,09
26	2	1-1-0	2260	78,77	322,58	177,87	421,69	227,07	227,07	1,93
27	2	1-0-1	2260	78,77	322,58	177,87	177,87	-16,74	227,07	1,93
28	2	2-0-0	2260	78,77	566,39	421,69	421,69	227,07	227,07	1,93
29	1	1-0-0	1790	85,19	339,96	279,65	279,65	159,12	159,12	1,76

## 7 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Подпорные насосы укомплектованы асинхронными электродвигателями ВАОВ710L-4У1, мощностью 1250 кВт, а магистральные насосы – синхронными электродвигателями СТДП2500-2УХЛ 4, мощностью 2500 кВт. Для возможных режимов перекачки определим значения удельных энергозатрат.

Определяем напоры и к.п.д. подпорного и магистрального насосов по формулам

$$H_{\text{мп}} = 273,22 - 5,76 \cdot 10^{-4} \cdot 3953^2 = 183,25 \text{ м}$$

$$H_{\text{мн}} = 96 - 3,37 \cdot 10^{-6} \cdot 3953^2 = 43,28 \text{ м}$$

$$\eta_{\text{м}} = 19 \cdot 10^{-2} + 3,22 \cdot 10^{-4} \cdot 3953 + (-5 \cdot 10^{-8}) \cdot 3953^2 = 0,68$$

$$\eta_{\text{н}} = 1 \cdot 10^{-2} + 4,1 \cdot 10^{-4} \cdot 3953 + (-6,3 \cdot 10^{-8}) \cdot 3953^2 = 0,66$$

Определяем электрозатраты магистрального и подпорного насосов по формуле

$$N_{\text{помп}} = \frac{Q \cdot \rho_i \cdot g \cdot h}{\eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{мех}}}, \quad (109)$$

где  $h$  – напор, развиваемый насосом при подаче  $Q$ ;

$\eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{мех}}$  – соответственно значения к. п. д. насоса, электродвигателя и механической передачи,  $\eta_{\text{мех}} = 0,99$

Значения к.п.д. электродвигателей магистрального и подпорного насосов составят по формулам

$$\eta_{\text{э}} = r_0 + r_1 \cdot K_3 + r_2 \cdot K_3^2 \quad (110)$$

где  $r_0, r_1, r_2$  – эмпирические коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов по паспортным характеристикам электродвигателей насосов;

$K_3$  – коэффициент загрузки электродвигателя, определяемый по формуле

$$K_3 = \frac{N_{\text{э}}}{N_{\text{эн}}} = \frac{Q \cdot \rho_i \cdot g \cdot h}{N_{\text{эн}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{мех}}}, \quad (111)$$

$N_{\text{эн}}$  – номинальная мощность электродвигателя.

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Лат		45



$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_3 = \left[ (2,63 - 1,76) \cdot \frac{3621}{1790 \cdot (3621 - 1790)} \right] = 0,96 \cdot 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_4 = \left[ (2,51 - 1,76) \cdot \frac{3424}{1790 \cdot (3424 - 1790)} \right] = 0,89 \cdot 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_5 = \left[ (2,39 - 1,76) \cdot \frac{3198}{1790 \cdot (3198 - 1790)} \right] = 0,8 \cdot 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_6 = \left[ (2,24 - 1,76) \cdot \frac{2938}{1790 \cdot (2938 - 1790)} \right] = 0,7 \cdot 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_7 = \left[ (2,09 - 1,76) \cdot \frac{2630}{1790 \cdot (2630 - 1790)} \right] = 0,58 \cdot 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_8 = \left[ (1,93 - 1,76) \cdot \frac{2260}{1790 \cdot (2260 - 1790)} \right] = 0,45 \cdot 10^{-3}$$

Значение  $\left(\frac{dE_{y\partial}}{dQ}\right)_8$  является наименьшим, поэтому следующей узловой

точкой на графике  $E_{y\partial}(Q)$  будет точка с координатами  $Q=2260 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $E_{y\partial}=1,93 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{т}$ .

Дальнейшие вычисления продолжаем аналогично, подставив в формулу значения  $Q$  и  $E_{y\partial}$ .

Строим график зависимости удельных энергозатрат от производительности перекачки. Из расчета видно, что все из возможных режимов перекачки являются рациональными.

График зависимости удельных энергозатрат от производительности перекачки представлен на рисунке 7.

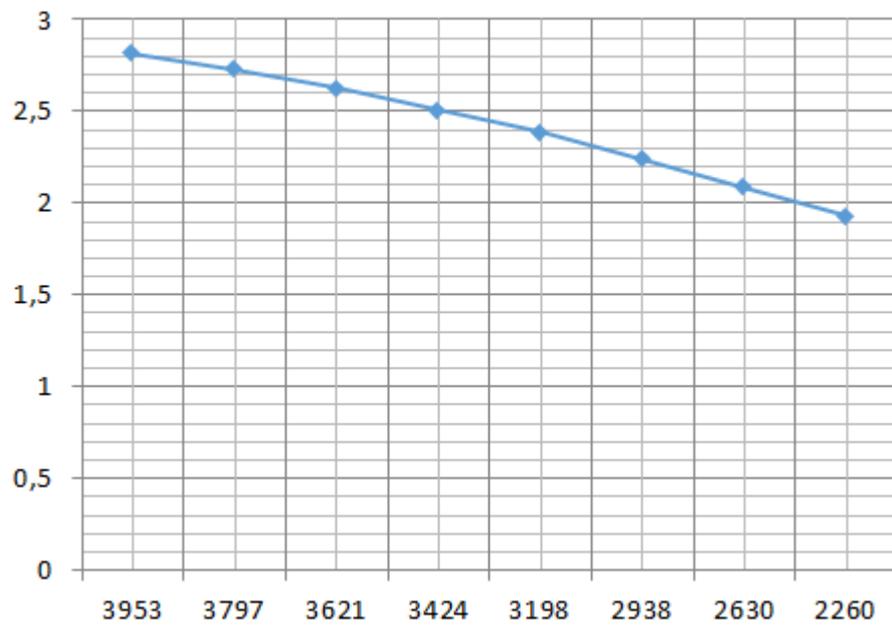


Рисунок 7 – График зависимости удельных энергозатрат от производительности перекачки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат

КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ

Лист

48

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение, по проведенной работе можно сделать следующие выводы: для сооружения магистральных трубопроводов на данном участке применяют трубы из стали марки 17Г1С, наружным диаметром 1020 мм и толщиной стенок 12 мм.

Расчётная производительность нефтепровода  $Q=4102,32 \text{ м}^3/\text{ч}$ , в соответствии с этим для оснащения насосных станций применили насосы: основные НМ 5000-210 с ротором 0,7 и подпорные НПВ 3600-90. Магистральные насосы соединяются последовательно по схеме – три работающих плюс один резервный. Подпорные насосы соединяются по схеме – один работающий плюс один резервный. Всего по трассе трубопровода длиной 445км расположено 3 насосных станций с двумя эксплуатационным участками.

Данная работа показывает нам, что технологический расчет является неотъемлемой и самой главной задачей при сооружении нефтепровода. Также данный расчет позволяет определить, как и сколько нефтепродуктов можно транспортировать на данном участке при определенных режимах.

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шамазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учеб. Пособие для вузов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002.-658 с.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы/ Подготовлено к изданию ФАУ «ФЦС», 2013.- 92с.
3. Центробежные нефтяные насосы для магистральных трубопроводов. Каталог. – Изд. 2-е, испр. И доп.- М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1989.-24 с.
4. Исмагилова З.Ф. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Эксплуатация газонефтепроводов» для бакалавров направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» очной формы обучения – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017.
5. СП 131.13330.2019 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменениями N 1, 2)

					<b>КП 21.03.01.18.01.10 ПЗ</b>	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

