

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

**УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ П. О. СУХОГО»**

Заочный факультет

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт
нефти»

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К КУРСОВОЙ РАБОТЕ**

**НА ТЕМУ: «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО
НЕФТЕПРОВОДА»
(ВАРИАНТ25)**

Исполнитель, студент гр. ТН-19:
Темрук А.Е.

Руководитель:
Воробьёв В.В.

Дата проверки: _____
Дата допуска к защите: _____
Дата защиты: _____
Оценка работы: _____

Гомель 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.	3
1. Исходные данные.....	5
2. Построение профиля трассы.....	6
3. Обработка исходных данных.	7
4. Выбор конкурирующих диаметров труб.....	9
5. Механический расчет.....	10
6. Гидравлический расчет.....	13
7. Определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат.....	19
8. Выбор основного оборудования.....	23
9. Построение совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций.....	29
10. Расстановка НПС. Технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции.....	30
11. Проверка работы трубопровода в летних условиях.....	31
12. Сводная таблица расчетов.....	35
Заключение.....	36
Список использованной литературы.....	37

ВВЕДЕНИЕ

История использования нефти человеком проникает своими корнями далеко вглубь веков. Более 5000 лет назад, шумеры применяли природный битум в качестве связующего материала при кладке кирпичей, а в долине Инда, в городском поселении Мохенджо-Даро, битум обеспечивал водонепроницаемость бассейнов. Битум использовался и при строительстве Вавилонской башни. За несколько веков до н.э. китайцы использовали нефть и газ для приготовления пищи и обогрева жилищ. К началу третьего тысячелетия нефть и природный газ по-прежнему остаются «кровью» мировой экономики и основой энергетики подавляющего большинства стран мира. В свою очередь, энергетика является одной из основных отраслей народного хозяйства любой страны, показателем ее экономической мощи.

Для Беларуси, не имеющей природных запасов энергоресурсов в стратегически значимых масштабах, их поставка по магистральным трубопроводам является необходимым условием успешного функционирования всего народно-хозяйственного комплекса и социальной сферы и залогом общеэкономической безопасности страны.

Не менее важна для экономики республики и транзитная функция магистральных трубопроводов, которая приносит государству существенные валютные доходы, укрепляющие его финансовую безопасность. Заметная роль, которую Беларусь играет в обеспечении транзита энергоносителей по магистральным трубопроводам в западные страны, укрепляет международный престиж страны.

Таким образом, магистральные трубопроводы являются неотъемлемым и важнейшим элементом национальной экономики Беларуси.

Кроме того, трубопроводный транспорт обладает следующими преимуществами по сравнению с другими видами транспорта:

- Трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причём трубопровод может быть проложен между двумя любыми пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;
- Трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта – непрерывный, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого груза на концах трассы;
- Потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Трубопроводный транспорт наиболее механизированный и более других поддаётся автоматизации;
- Трубопроводный транспорт является наиболее экологически чистым способом транспортирования нефтегрузов.

Целью данного курсового проекта является:

- освоение методики проектирования;
- получение знаний и навыков в ходе выполнения расчетов;
- получение проекта магистрального нефтепровода в качестве конечного результата;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ВАРИАНТ 25

Вид перекачиваемой жидкости: нефть

Производительность: $G = 15$ млн т/год

Плотность: $\rho_{20} = 842$ кг/м³

Вязкость: $\nu_{20} = 18,0$ сСт

$\nu_{50} = 5,5$ сСт

Температура: $t_{min} = 4,5$ °С

$t_{max} = 16$ °С

Протяженность трубопровода: $L = 550$ км

Категория нефтепровода по СНиП 2.05.06-85 (высшая)

Высотные отметки точек трассы

Таблица 1

Высотные отметки для построения профиля трассы

L,км	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
Z,м	180	164	178	144	164	174	175	157	165	155	164	182	158	164
L,км	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270
Z,м	171	179	184	187	181	188	190	191	189	191	206	177	220	219
L,км	280	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400	410
Z,м	222	200	218	178	175	145	142	140	141	141	141	143	139	136
L,км	420	430	440	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540	550
Z,м	222	200	218	178	175	145	150	140	141	141	130	143	139	136

Таблица 2

Наименование	Обозначение	Ед. изм	Формула определения
Вид перекачиваемого продукта			Нечетные – нефть РБ Четные – нефть РФ
Производительность	G	млн.м/год	40-25=15
Плотность	ρ_{20}	кг/м ³	Принимается самостоятельно в диапазоне Нечетные 838,5-847,5 Четные 858,5-870,0
Вязкость	ν_{20}	cSt	13+25*0,2=18
	ν_{50}	cSt	3+25*0,1=5,5
Температура	t_{\min}	°C	2+25*0,1=4,5
	t_{\max}	°C	11+25*0,2=16
Длина трассы	L	км	550
Категория нефтепровода по СНиП 2.05.06-85			Варианты 1-5: В (высшая) Варианты 6-10: I (первая) Варианты 11-15: II (вторая) Варианты 16-20: III (третья) Варианты 21-25: В (высшая) Варианты 26-30: I (первая) Варианты 31-35: II (вторая)

2. ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЯ ТРАССЫ

По геодезическим отметкам построим сжатый профиль трассы трубопровода.

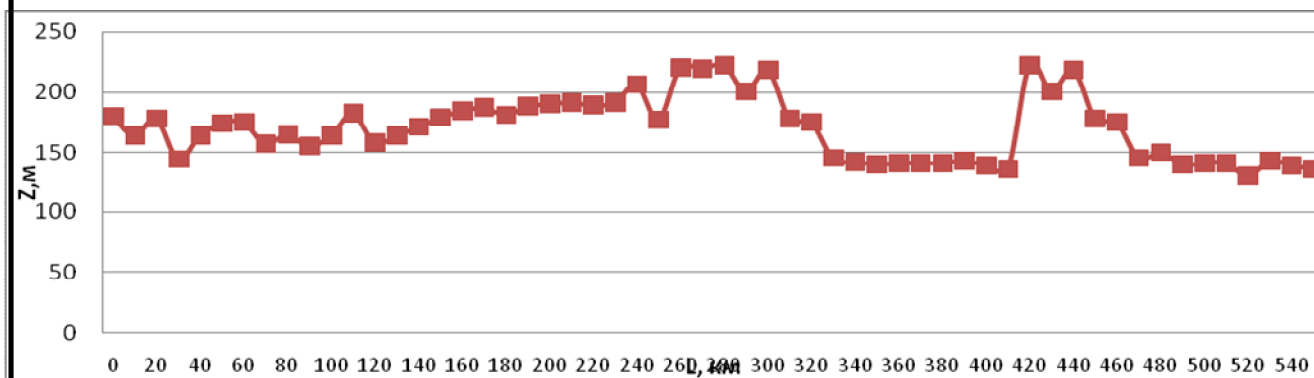


Рис. 1. Сжатый профиль трассы трубопровода

3. ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Технологический расчет нефтепровода проведем для самых невыгодных условий. Таковыми являются условия с наиболее низкими температурами. В нашем случае, минимальная температура = 5,4 °C.

3.1. Определение плотности

Произведём перерасчёт плотности на заданную температуру:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (1)$$

где: $t = t_{min} = 5,4$ °C;

ρ_{20} – плотность нефти при 20 °C, кг/м³ (842 кг/м³);

ξ - температурная поправка, кг/(м³ · °C)

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20} = 1,825 - 0,001315 \cdot 842 = 0,71777 \text{ [кг/(м}^3 \cdot \text{°C)]},$$

тогда плотность при $t = 4,5$ °C:

$$\rho_t = 842 - 0,71777 \cdot (4,5 - 20) = 853,12 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

3.2. Определение вязкости

Вязкость при температуре t определится по формуле:

$$\nu_t = \nu_{t1} \cdot e^{-u(t-t1)}, \quad (2)$$

где: ν_{t1} - коэффициент кинематической вязкости при температуре t_1 ;

U - коэффициент, значение которого определяется по известным значениям вязкостей при двух других температурах.

$$U = -\frac{\ln \frac{\nu_{t1}}{\nu_{t2}}}{(t_1 - t_2)}, \frac{1}{^\circ\text{C}}, \quad \text{причем } t_1 > t_2. \quad (3)$$

$$U = -\frac{\ln \frac{5,5}{18}}{(50 - 20)} = 0,0395 \text{ (} ^\circ\text{C}^{-1}\text{)}$$

Тогда пересчитываем вязкость для заданных температур. Получаем:

$$\nu_{4,5} = 18 \cdot e^{-0,0395 \cdot (4,5 - 20)} = 33,2 \text{ cSt}$$

$$\nu_{16} = 18 \cdot e^{-0,0395 \cdot (16 - 20)} = 21,08 \text{ cSt}$$

3.3. Определение расчетной часовой пропускной способности нефтепровода

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \quad (4)$$

где: N_p – расчетное число суток работы нефтепровода, таблица 2 (353 сут, [3]);

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

G – годовая пропускная способность нефтепровода, млн т/год.

$$Q_q = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{15 \cdot 10^6}{24 \cdot 353 \cdot 0,85312} = 2075,36 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$Q_c = \frac{Q_q}{3600} = \frac{2075,36}{3600} = 0,576 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ориентировочно значение внутреннего диаметра трубопровода можно вычислить по формуле:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_c}{3600 \cdot \pi \cdot v_0}}; \quad (5)$$

где v_0 - рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая по таблице 3 интерполяцией- 1 [3];

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2075,36}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,52}} = 0,695 \text{ м};$$

Расчетное число суток работы нефтепровода

Таблица 2

Протяженность, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
До 250	357	355
Свыше 250 до 500	356/355	353/351
Свыше 500 до 700	354/352	351/349
Свыше 700	352/350	349/350

Примечание: В числителе указаны значения N_p для нормальных условий прокладки, в знаменателе – при прохождении нефтепроводов в сложных условиях, когда заболоченные и горные участки составляют не менее 30% общей протяженности трассы.

Рекомендуемая скорость перекачки

Таблица 3

$Q_q, \text{м}^3/\text{ч}$	1500	2000	4000	6000	8000	10000	12000
$v_0, \text{м}/\text{с}$	1	1,5	2	2,25	2,4	2,6	2,7

4. ВЫБОР КОНКУРИРУЮЩИХ ДИАМЕТРОВ ТРУБ

Для нахождения оптимального диаметра трубопровода кроме диаметра, рекомендованного СНиП 2.05.06-85* для заданной пропускной способности, примем еще 2 диаметра (соседних) - больший и меньший рекомендуемого. Для каждого из них произведем технологический и экономический расчет, по которым после сопоставления результатов выберем оптимальный. В таблице 4 представлены Ориентировочные значения диаметров трубопровода и давлений на станциях в зависимости от пропускной способности трубопроводов.

Ориентировочные значения диаметров трубопровода и давлений на станциях в зависимости от пропускной способности трубопроводов

Таблица 4

НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДЫ			НЕФТЕПРОВОДЫ		
Наружный диаметр мм	Давление МПа	Производительность млн. т/год	Наружный диаметр мм	Давление МПа	Производительность млн. т/год
219	9-10	0,7-0,9	630	5,4-6,5	6-8
273	7,5-8,5	1,3-1,6	720	5-6	14-18
325	6,7-7,5	1,8-2,2	820	4,8-5,8	22-26
377	5,5-6,5	2,5-3,2	920	4,6-5,6	32-36
426	5,5-6,5	3,5-4,8	1020	4,6-5,6	42-50
529	5,5-6,5	6,5-8,5	1220	4,4-5,4	70-78

Трубы выберем прямошовные согласно ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов».

Принимаем два соседних конкурирующих диаметра:

Результаты расчетов по всем диаметрам внесены в сводную таблицу 5.

Выбор диаметров труб

Таблица 5

Наружный диаметр, мм	Давление, МПа
$D_1 = 630$ мм	$p = 5,2 - 6,2$ МПа
$D_2 = 720$ мм	$p = 5 - 6$ МПа
$D_3 = 820$ мм	$p = 4,8 - 5,8$ МПа

5. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

5.1. Определение толщины стенки

Определим толщину стенки трубы по каждому из вариантов по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{нар}}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (6)$$

где: $D_{нар}$ - наружный диаметр трубы, м;

p - рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления (согласно [4] для нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм $n = 1,1$)

R_1 - расчетное сопротивление (растяжению), МПа.

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (7)$$

где: R_1'' - временное сопротивление металла труб (табл. 2 [3]), МПа.

Марки стали примем по каталогу:

для труб Ø630 мм – 12Г2С,

для труб Ø630 мм $R_1'' = 490$ МПа,

для труб Ø720 мм – 17ГС,

для труб Ø720 мм $R_1'' = 510$ МПа,

для труб Ø820 мм – 17ГС, тогда:

для труб Ø820 мм $R_1'' = 510$ МПа.

В соответствии с [1] выбираем коэффициент условия работы по следующей таблице 6:

Значения коэффициентов условий работы трубопровода m :

Таблица 6

Категории магистральных трубопроводов	В	I	II	III	IV
Значения коэффициента m	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9

m - коэффициент условий работы трубопровода (согласно табл. 1 [4] $m=0,75$);

k_1 - коэффициент надежности по материалу (согласно табл. 9 [4] $k_1=1,47$ для стали 17ГС и $k_1=1,4$ для стали 12Г2С);

k_n - коэффициент надежности по назначению (согласно по табл. 11 [4] $k_n=1,0$ для Ø630 мм, Ø720 мм; Ø820 мм).

$$R_1(630\text{мм}) = \frac{490 \cdot 0,6}{1,4 \cdot 1} = 210 \text{ МПа}$$

$$R_1(720\text{мм}) = \frac{510 \cdot 0,6}{1,47 \cdot 1} = 208,16 \text{ МПа}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$R_1(820\text{мм}) = \frac{510 \cdot 0,6}{1,47 \cdot 1} = 208,16 \text{ МПа}$$

$$\delta(630\text{мм}) = \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 630}{2 \cdot (210 + 1,15 \cdot 4,8)} = 8,06 \text{ мм};$$

$$\delta(720\text{мм}) = \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 720}{2 \cdot (208,16 + 1,15 \cdot 4,8)} = 9,29 \text{ мм};$$

$$\delta(820\text{мм}) = \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 820}{2 \cdot (208,16 + 1,15 \cdot 4,8)} = 10,59 \text{ мм};$$

Принимаем стандартную величину стенки по таблице Приложение 5[4] :

для труб Ø630 мм – 8 мм,

для труб Ø720 мм – 9,3 мм,

для труб Ø820 мм – 11 мм.

5.2. Проверка на осевые сжимающие напряжения

Цель расчета трубопровода на прочность – определение усилий, которые трубопровод может выдержать, или, наоборот, определение толщины стенки трубопровода при заданной нагрузке.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{npD_{6H}}{\delta}, \quad (8)$$

где: α – коэффициент линейного расширения металла труб (для стали

$$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \left[\frac{1}{^\circ\text{C}} \right])$$

E - модуль упругости металла ($E_{cm} = 2,05 \cdot 10^5 [\text{МПа}]$)

Δt – расчетный температурный перепад.

В нашем случае: $\Delta t = t_{max} - t_{min} = 16^\circ\text{C} - 5,4^\circ\text{C} = 10,6^\circ\text{C}$.

Поскольку $\Delta t < 40^\circ\text{C}$ то примем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн} == 630 - 2 \cdot 8 = 614 \text{ мм}$$

$$D_{вн} == 820 - 2 \cdot 9,3 = 801,4 \text{ мм}$$

$$D_{вн} = 920 - 2 \cdot 11 = 898 \text{ мм}$$

$$\sigma_{np.N}(630 \times 8) = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 614}{8,06} = 6,72 \text{ МПа} > 0;$$

$$\sigma_{np.N}(720 \times 9,3) = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 801,4}{9,3} = 20,51 \text{ МПа} > 0;$$

$$\sigma_{np.N}(820 \times 11) = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 898}{11} = 14,25 \text{ МПа} > 0;$$

Т.к. во всех случаях $\sigma_{np.N} > 0$, то сжимающие осевые напряжения в трубопроводе отсутствуют и величина δ корректировки не требует.

Далее проверяют прочность подземного трубопровода по условию:

$$\sigma_{np.N} \leq \Psi_2 R_1, \quad (9)$$

где Ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб при $\sigma_{np.N} \geq 0$, равный единице:

$\sigma_{np.N}(630 \times 8) = 6,72 \text{ МПа} \leq \Psi_2 \cdot R_1 = 210 \text{ МПа}$ -верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

$\sigma_{np.N}(720 \times 9,3) = 20,51 \text{ МПа} \leq \Psi_2 \cdot R_1 = 208,16 \text{ МПа}$ -верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

$\sigma_{np.N}(820 \times 11) = 14,25 \text{ МПа} \leq \Psi \cdot R_1 = 208,16 \text{ МПа}$ -верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

6.1. Определение режима потока

Определим число Рейнольдса:

$$Re(630 \times 8) = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 0,576}{3,14 \cdot 0,614 \cdot 33,2 \cdot 10^{-6}} = 35995;$$

$$Re(720 \times 7,5) = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 0,576}{3,14 \cdot 0,8014 \cdot 33,2 \cdot 10^{-6}} = 27578;$$

$$Re(820 \times 8,5) = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 0,576}{3,14 \cdot 0,898 \cdot 33,2 \cdot 10^{-6}} = 24611;$$

Течение в трубе ламинарное, если $Re < 2320$.

При турбулентном течении – $Re > 2320$. Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- гидравлически гладких труб, когда потеря на трение, а следовательно, и коэффициент гидравлического сопротивления зависят от внутренней шероховатости трубы;
- переходную зону (смешанного трения), когда коэффициент гидравлического сопротивления зависит от режима течения и шероховатости;
- гидравлически шероховатых труб (квадратичного трения), когда коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от шероховатости трубы и не зависит от режима течения.

Эти зоны разделяются между собой, так называемыми, переходными числами Рейнольдса, которые найдены на основании экспериментальных данных. Эти зоны характеризуются следующими числами Рейнольдса:

- если $2320 < Re < Re_{1\text{пер}}$ – поток турбулентный в зоне гидравлически гладких труб;
- если $Re_{1\text{пер}} < Re < Re_{2\text{пер}}$ – поток турбулентный в переходной зоне;
- если $Re > Re_{2\text{пер}}$ – зона квадратичного трения.

Переходные значения числа Рейнольдса:

$$Re_{1\text{пер}}(630 \times 8) = \frac{10 \cdot D_{\text{вн}}}{k_s} = \frac{10 \cdot 614}{0,05} = 122800;$$

$$Re_{2\text{пер}}(630 \times 8) = \frac{500 \cdot D_{\text{вн}}}{k_s} = \frac{500 \cdot 614}{0,05} = 6140000;$$

$$Re_{1\text{пер}}(720 \times 9,3) = \frac{10 \cdot D_{\text{вн}}}{k_s} = \frac{10 \cdot 801,4}{0,05} = 160280;$$

$$Re_{2\text{пер}}(720 \times 9,3) = \frac{500 \cdot D_{\text{вн}}}{k_s} = \frac{500 \cdot 801,4}{0,05} = 8014000;$$

						Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_{1_{пер}}(820 \times 11) = \frac{10 \cdot D_{вн}}{k_3} = \frac{10 \cdot 898}{0,05} = 179600;$$

$$Re_{2_{пер}}(820 \times 11) = \frac{500 \cdot D_{вн}}{k_3} = \frac{500 \cdot 898}{0,05} = 8980000;$$

Во всех случаях $2320 < Re < Re_{1_{пер}}$, следовательно, режим течения турбулентный (зона гидравлически гладких труб).

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

6.2. Определение гидравлического уклона

Определим гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}}, \quad (10)$$

где β и m - коэффициенты, зависящие от режима движения потока жидкости, определяемые по таблице 8 [3].

Для режима гидравлически гладких труб $\beta = 0,0247$; $m = 0,25$.

$$i(630 \times 8) = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} = 0,0247 \cdot \frac{(0,576)^{1,75} \cdot (33,2 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{(0,614)^{4,75}} = 0,00724 \left(\frac{\text{м}}{\text{м}} \right);$$

$$i(720 \times 7,5) = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} = 0,0247 \cdot \frac{(0,576)^{1,75} \cdot (33,2 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{(0,8014)^{4,75}} = 0,00204 \left(\frac{\text{м}}{\text{м}} \right);$$

$$i(820 \times 8,5) = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} = 0,0247 \cdot \frac{(0,576)^{1,75} \cdot (33,2 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{(0,898 \text{ м})^{4,75}} = 0,00119 \left(\frac{\text{м}}{\text{м}} \right).$$

6.3. Проверка существования перевальной точки

Рядом с профилем трассы строим так называемый «гидравлический треугольник», в котором горизонтальный катет равен произвольно выбранной длине ℓ участка трубопровода в горизонтальном масштабе профиля трассы, а вертикальный катет - потере напора на трение на этом участке ($i\ell$) в вертикальном масштабе профиля. Проведя линию, параллельную гипотенузе «гидравлического треугольника», находим точку на профиле, которой касается такая линия, не пересекая профиль трассы в других точках. Эта точка называется перевальной и расстояние от начала трассы до нее является расчетной длиной трубопровода. Если такая параллельная гипотенузе линия, пересекает профиль трассы в конечном ее пункте, не касаясь других точек профиля, то на этой трассе перевальные точки при рассматриваемом диаметре трубопровода (а такие расчеты и построения следует выполнять для всех конкурирующих диаметров) отсутствуют, а расчетная длина равна полной трассе трубопровода.

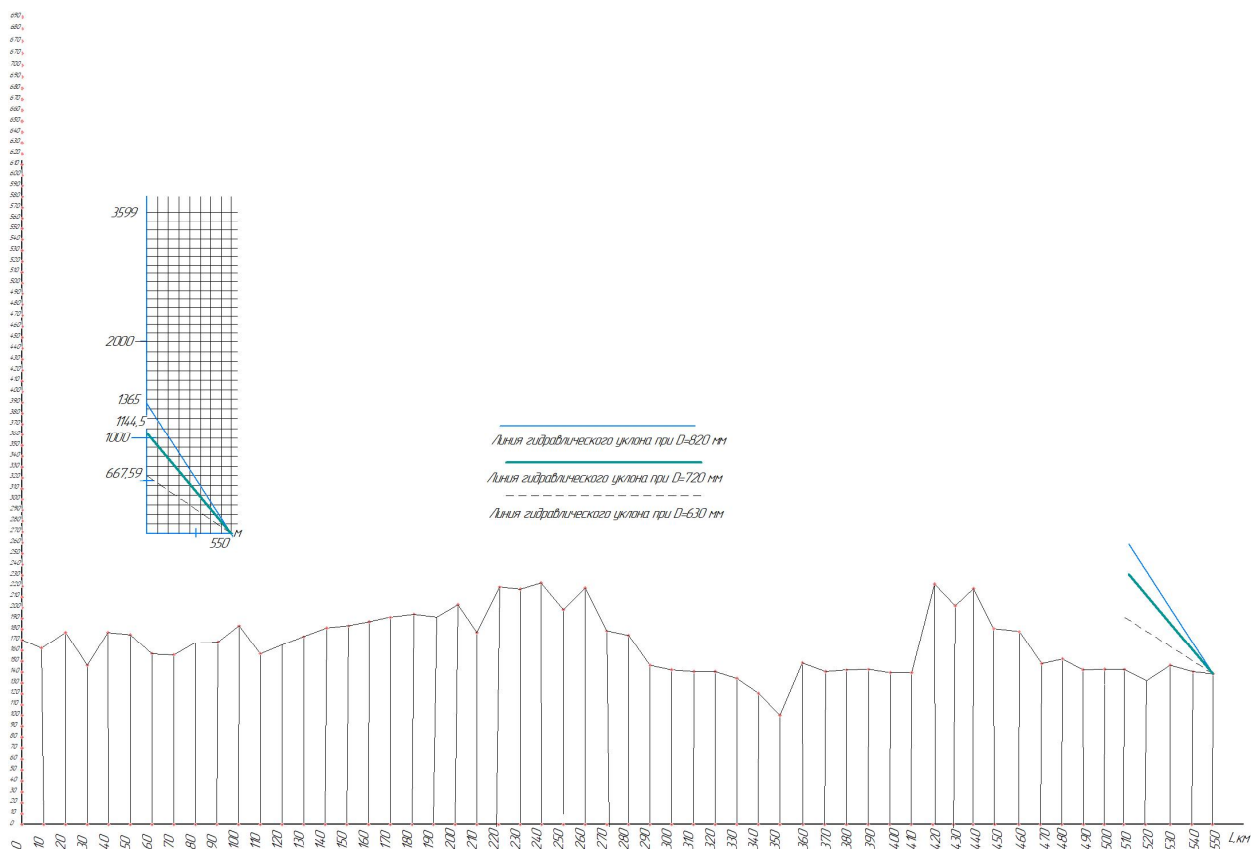


Рис. 2. Сжатый профиль трассы трубопровода и гидравлические уклоны трубопроводов разных диаметров

В результате всех построений видно, что перевальная точка есть для Ду630. Следовательно, расчетная длина трубопровода, для Ду1020 не равна полной длине трассы трубопровода, т.е. $L_{расч} = 440$ км. Для Ду820 и Ду720 расчетная длина трубопровода равна полной длине трассы трубопровода, т.е. $L_{расч} = L = 550$ км

6.4. Определение полной потери напора

Полную потерю напора в трубопроводе определим по формуле:

$$H = 1,01 \cdot i \cdot L_{расч} + \Delta z + \Delta h_{кон}, \quad (11)$$

где: 1,01 — коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях;

$\Delta h_{кон}$ — величина подпора, необходимого в конечной точке трассы (примем 50 м);

Δz — разность отметок конца (или перевальной точки, если такая имеется на трассе трубопровода) и начала трубопровода;

Под разностью геодезических отметок понимают разность отметок конца и начала трубопровода $\Delta z = z_k - z_n$. Величина Δz может быть как положительной (перекачка на подъем), так и отрицательной (под уклон).

$L_{рас}$ — расчетная длина трубопровода.

$$H(630 \times 8) = 1,01 \cdot 0,00724 \cdot 550 \cdot 10^3 - 44 + 50 = 1821,82 \text{ м}$$

$$H(720 \times 9,3) = 1,01 \cdot 0,00204 \cdot 550 \cdot 10^3 - 44 + 50 = 1139,22 \text{ м}$$

$$H(820 \times 11) = 1,01 \cdot 0,00119 \cdot 550 \cdot 10^3 - 44 + 50 = 667 \text{ м}$$

Напор, развиваемый одной насосной станцией, должен быть не больше допустимого из условия прочности:

$$H_o = \frac{P}{\rho \cdot g} \quad (12)$$

$$H_o(630 \times 8) = \frac{5,5 \cdot 10^6}{853,12 \cdot 9,81} = 657,2 \text{ м};$$

$$H_o(720 \times 7,5) = \frac{5,5 \cdot 10^6}{853,12 \cdot 9,81} = 657,2 \text{ м};$$

$$H_o(820 \times 8,5) = \frac{5,5 \cdot 10^6}{853,12 \cdot 9,81} = 657,2 \text{ м};$$

6.5. Определение числа насосных станций

Число насосных станций n определим приближенно по формуле:

$$n = \frac{H}{H_{cm} - \Delta h}, \quad (13)$$

где: H_{cm} — напор на выходе насосной станции, который должен быть не больше допустимого;

Δh - дополнительный напор, складываемый из потерь в коммуникациях станции и величины передаваемого давления, требуемого для обеспечения работы основных насосов без кавитации. Согласно таблице 7 [3], определяем интерполяцией $\Delta h = 43,3 \text{ м}$;

H — полная потеря напора в трубопроводе.

						Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дополнительный напор в зависимости от подачи насосов

Таблица 7

Подача, м ³ /ч	125	360	500	1250	2500	3600	5000	7000	10000	12000
Δh, м	25	30	35	40	45	50	55	60	80	100

$$n(630 \times 8) = \frac{1821,82}{657,2 - 43,3} = 2,96 \quad \text{примем } n = 4.$$

$$n(720 \times 7,5) = \frac{1139,22}{657,2 - 43,3} = 1,85 \quad \text{примем } n = 4.$$

$$n(820 \times 8,5) = \frac{667}{657,2 - 43,3} = 1,086 \quad \text{примем } n = 4.$$

Минимальное количество станций – $n = 4$, т.к. станции необходимо располагать на расстоянии 90 – 150 км друг от друга.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

7.1. Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты K вычислим по формуле:

$$k = k_{mp} \cdot k_m \cdot \left[1 + \frac{\sum_{i=1}^n L_i \cdot (k_{тер_i} - 1)}{L} \right], \quad (14)$$

где: k_m - поправочный коэффициент, учитывающий надбавку на топографические условия трассы. Согласно таблице 10 [3] $k_m = 1$;

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n L_i \cdot (k_{тер_i} - 1)}{L} - \text{дополнительные капитальные вложения,}$$

учитывающие территориальный район прохождения трассы;

$k_{тер_i}$ - территориальный коэффициент, согласно по таблице 11 [3]

$$k_{тер} = 0,99;$$

L_i - протяженность i -того участка трубопровода, проходящего по району, к которому применяется территориальный коэффициент;

$$k_{mp} = C_l \cdot L_{mp} + C_{гнс} + n_{нс} C_{нс} \quad (15)$$

C_l - удельные капитальные вложения на 1 км трубопровода определяются в зависимости от диаметра трубопровода и от очереди строительства (в случае если строится лупинг параллельно действующей магистрали, затраты меньше) по таблице 12 [3];

$C_{гнс}$, $C_{нс}$ - капитальные вложения в строительство соответственно одной головной и одной промежуточной насосных станций. Также зависят от производительности станций. Определяются согласно таблице 13 [3];

$n_{нс}$ - число промежуточных насосных станций на трассе трубопровода.

Для $D_1 = 630$ мм:

$$k_{mp} = 71 \cdot 550 + 7403,5 + 4 \cdot 2091 = 54817,5 \text{ тыс. у.е.}$$

$$k = 54817,5 \cdot 1 \cdot \left[1 + \frac{550 \cdot (0,99 - 1)}{550} \right] = 54269,3 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_2 = 720$ мм:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	20

$$k_{mp} = 77,5 \cdot 550 + 7403,5 + 4 \cdot 2091 = 58392,5 \text{ тыс. у.е.}$$

$$k = 58392,5 \cdot 1 \cdot \left[1 + \frac{550 \cdot (0,99 - 1)}{550} \right] = 57808,6 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_3 = 820$ мм:

$$k_{mp} = 91,1 \cdot 550 + 7403,5 + 4 \cdot 2091 = 65872,5 \text{ тыс. у.е.,}$$

$$k = 65872,5 \cdot 1 \cdot \left[1 + \frac{550 \cdot (0,99 - 1)}{550} \right] = 65213,8 \text{ тыс. у.е.}$$

7.2. Расчет затрат на электроэнергию

$$Зэ = \left(\frac{G \cdot H_{cm} \cdot K_c}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{\Delta}} + N_c \right) \cdot n \cdot C_{\Delta}, \quad (16)$$

где: $Зэ$ - затраты на электроэнергию;

G - годовой объем перекачки по трубопроводу, т/год;

H_{cm} - дифференциальный напор, развиваемый одной станцией, м;

K_c - коэффициент, учитывающий снижение расхода электроэнергии при сезонном регулировании перекачки (примем $K_c = 1$);

η_n и η_{Δ} - КПД насоса и электродвигателя.

N_c - расход электроэнергии на собственные нужды насосной станции,
 $N_c = 1,5 - 2 \cdot 10^6$ кВт·ч/год;

C_{Δ} - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии. Примем согласно тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО "Белэнерго". Зарегистрирована приказом Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 31.01.2020 №21

$C_{\Delta} = 0,0745$ у.е.;

n - количество станций.

Для $D_1 = 630$ мм:

$$Зэ = \left(\frac{15 \cdot 10^6 \cdot 657,2 \cdot 1}{367 \cdot 0,87 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 4 \cdot 0,0745 = 10820 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_2 = 720$ мм:

$$Зэ = \left(\frac{15 \cdot 10^6 \cdot 657,2 \cdot 1}{367 \cdot 0,87 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 4 \cdot 0,0745 = 10820 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_3 = 820$ мм:

$$Зэ = \left(\frac{15 \cdot 10^6 \cdot 657,2 \cdot 1}{367 \cdot 0,87 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 4 \cdot 0,0745 = 10820 \text{ тыс. у.е.}$$

7.3. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E} = (\alpha_2 + \alpha_4) \cdot K_{\text{л}} + (\alpha_1 + \alpha_3) \cdot K_{\text{см}} + 3\mathcal{E} + 3m + 3з + П \quad (17)$$

$K_{\text{л}}$ - капитальные вложения в линейную часть с учетом всех поправочных коэффициентов;

$$K_{\text{л}} = C_{\text{л}} \cdot k_m \cdot L_{\text{пр}};$$

$K_{\text{см}}$ - капитальные вложения в насосные станции с учетом всех поправочных коэффициентов.

$$K_{\text{см}} = [C_{\text{знс}} + C_{\text{нс}} \cdot (n_{\text{см}} - 1)] \cdot k_m; \quad (18)$$

α_1 - годовые отчисления в долях единицы на амортизацию станций ($\alpha_1 = 8,5\%$ от капитальных затрат на станции);

α_2 - годовые отчисления на амортизацию линейной части трубопровода ($\alpha_2 = 3,5\%$ от капитальных затрат на трубопровод);

α_3 - годовые расходы на текущий ремонт станций ($\alpha_3 = 1,3\%$);

α_4 - годовые расходы на текущий ремонт трубопровода ($\alpha_4 = 0,3\%$);

3_m - затраты на воду, смазку, топливо (5 тыс.у.е./год);

$3_з$ - заработная плата (80 тыс.у.е./год на одну станцию);

$3\mathcal{E}$ - затраты на электроэнергию;

$П$ - прочие расходы (примем 25% от зарплаты, т. е. 20 тыс. у. е./год).

Для $D_1 = 630$ мм:

$$K_{\text{л}} = 71 \cdot 1 \cdot 550 = 39050 \text{ тыс. у. е.}$$

$$K_{\text{см}} = (7403,5 + 2091 \cdot (4 - 1)) \cdot 1 = 13676,5 \text{ тыс. у. е.}$$

$$\mathcal{E} = (0,035 + 0,003) \cdot 39050 + (0,085 + 0,013) \cdot 13676,5 + 10820 + 5 \cdot 4 + 80 \cdot 4 + 20 \cdot 4 = 17760,2 \text{ тыс. у. е.}$$

Для $D_2 = 720$ мм:

$$K_{\text{л}} = 77,5 \cdot 1 \cdot 550 = 42625 \text{ тыс. у. е.}$$

$$K_{\text{см}} = (7403,5 + 2091 \cdot (4 - 1)) \cdot 1 = 13676,5 \text{ тыс. у. е.}$$

$$\mathcal{E} = (0,035 + 0,003) \cdot 42625 + (0,085 + 0,013) \cdot 13676,5 + 10820 + 5 \cdot 4 + 80 \cdot 4 + 20 \cdot 4 = 14200 \text{ тыс. у. е.}$$

Для $D_3 = 820$ мм:

$$K_{\text{л}} = 91,1 \cdot 1 \cdot 550 = 50105 \text{ тыс. у. е.}$$

$$K_{\text{см}} = (7403,5 + 2091 \cdot (4 - 1)) \cdot 1 = 13676,5 \text{ тыс. у. е.}$$

$$\begin{aligned}\mathcal{E} &= (0,035 + 0,003) \cdot 50105 + (0,085 + 0,013) \cdot 13676 + 10820 + \\ &+ 5 \cdot 4 + 80 \cdot 4 + 20 \cdot 4 = 14484 \text{ тыс. у.е.}\end{aligned}$$

8.4. Расчет приведенных затрат

Приведенные затраты определяем по формуле:

$$S_i = E_n \cdot K_i + \mathcal{E}_i, \quad (19)$$

где: E_n - нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений. $E_n = 0,15$;

K_i - капитальные затраты для рассматриваемого вида транспорта;

\mathcal{E}_i - эксплуатационные затраты для рассматриваемого вида транспорта.

Для $D_1 = 630$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 54269,3 + 17760,2 = 25900,6 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_2 = 720$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 57808,6 + 14200 = 22871,3 \text{ тыс. у.е.}$$

Для $D_3 = 820$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 65213,8 + 14484 = 24266,07 \text{ тыс. у.е.}$$

Поскольку приведенные затраты оказались меньше для второго варианта, то мы можем объективно оценить, что трубопровод с диаметром 720 мм является наиболее экономически выгодным.

8. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По заданной пропускной способности $Q = 2075,36 \text{ м}^3/\text{ч}$ подберем в приложении 6 [1] или в таблице 8 основной насос марки НМ 2500-230, характеристики которого даны для воды. Выясним, необходимо ли пересчитывать их на нефть.

Технические данные насосных агрегатов.

Таблица 8

Насосы					Электродвигатели		
Марка	Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, м	Допуска емый кавитац ионный запас	КПД	Марка	Мощность, кВт	Частота вращен ия, об/мин
НМ 1800-230	1800	240	25	83	СТДП-600-2	1600	3000
НМ 2500-230	2500	230	32	86	СТДП-2000-2	2000	3000
					СТДП-2500-2	2500	3000
НМ 3600-230	3600	230	40	87	СТДП-2500-2	2500	3000
					СТДП-3200-2	3200	3000
НМ 5000-210	5000	210	42	88	СТДП-3200-2	3200	3000
Подпорные агрегаты							
8НДв НМ 360	600	28-42	3,9-6,6	79	МА-36-51/6	100	960
14НДс Н 800	1260	33-42	5	84	МА-36-51/6	160	960
НМП 2500-74	2500	74	7	85	ДС-118/44-6	800	1000
НМП 3600-78	3600	78	5,7	87	ДС-118/44-6	800	1000

Для этого определим число Re для потока перекачиваемой жидкости по формуле:

$$Re = \frac{n \cdot D_0^2}{\nu_p} \quad (19)$$

где: n - частота вращения ротора насоса, об/с;

D_0 - наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

ν_p - коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$Re = \frac{\frac{3000}{60} \cdot 0,44^2}{33,2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}} = 291566$$

Определим переходное значение параметра Рейнольдса:

$$Re_{пер} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (20)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

где n_s – коэффициент быстроходности насоса. По приложению 9 [1] для насоса НМ 2500-230 $n_s = 109$.

$$Re_{пер} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 109^{-0,305} = 75557.$$

Поскольку $Re > Re_{пер}$, то пересчет характеристики не требуется.

Число последовательно соединенных работающих насосов на одной станции — 2 насоса НМ 2500-230.

На каждой насосной станции устанавливаем дополнительно по одному резервному насосу.

Напорная характеристика центробежных насосов Q-H аппроксимируется зависимостью:

$$H = a - b \cdot Q^2, [м], \quad (21)$$

где: H - напор, м;

Q - расход, м³/ч;

a, b - коэффициенты аппроксимации, соответственно [м] и $[ч^2/м^5]$,

$$a = 287,9 м; \quad b = 9,47 \cdot 10^{-6} ч^2/м^5.$$

Аналогично характеристика Q- η аппроксимируется зависимостью:

$$\eta = k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2, \quad (22)$$

где: k_1, k_2 - коэффициенты аппроксимации, соответственно

$$[ч/м^3], \left[\left(\frac{ч}{м^3} \right)^2 \right],$$

$$k_1 = 2 \cdot \frac{\eta_{max}}{Q_H} = 2 \cdot \frac{0,83}{2075,36} = 0,799 \cdot 10^{-3} \frac{ч}{м^3},$$

$$k_2 = \frac{\eta_{max}}{(Q_H)^2} = \frac{0,83}{2075,36^2} = 19,27 \cdot 10^{-8} \frac{ч^2}{м^5}$$

Мощность определим по выражению:

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n}{3600 \cdot \eta}, \quad (23)$$

где: N - мощность электродвигателя, кВт;

H_n - напор, развиваемый насосом, м;

Q - подача насоса, м³/ч;

g - ускорение свободного падения, $g=9,81 \text{ м/с}^2$;

η - КПД насоса в долях единицы.

КПД насоса определим по формуле:

$$\eta_n = \eta \cdot (1 - \alpha_\eta \cdot \lg \frac{Re_\eta}{Re}) \quad (24)$$

Результаты расчета представим в виде таблицы 9.

Характеристики работы насоса НМ 2500-230 на воде

Таблица 9

Q, м ³ /ч	0	500	1000	1500	1800	2000	2500	3000
H, м	287,9	286,5	282,3	275,3	269,8	265,5	252,9	237,5
N, Вт		948,8	1083,0	1255,0	1386,8	1492,8	1853,7	2498,7
η , %	0,0	35,1	60,6	76,5	81,4	82,7	79,3	66,3

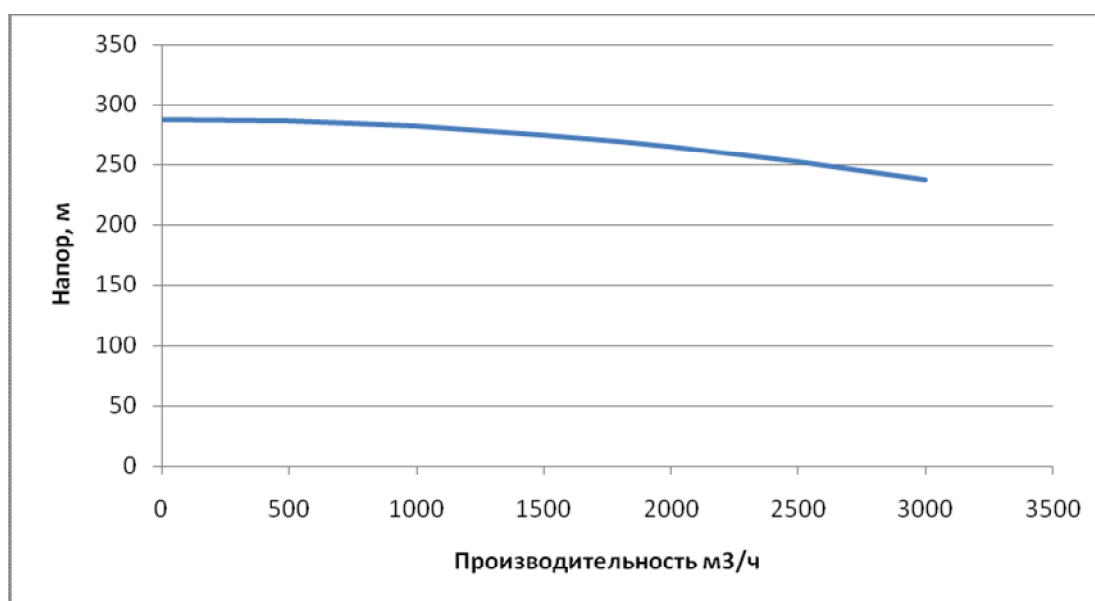


Рис.3 Q - H характеристика насоса НМ 2500-230

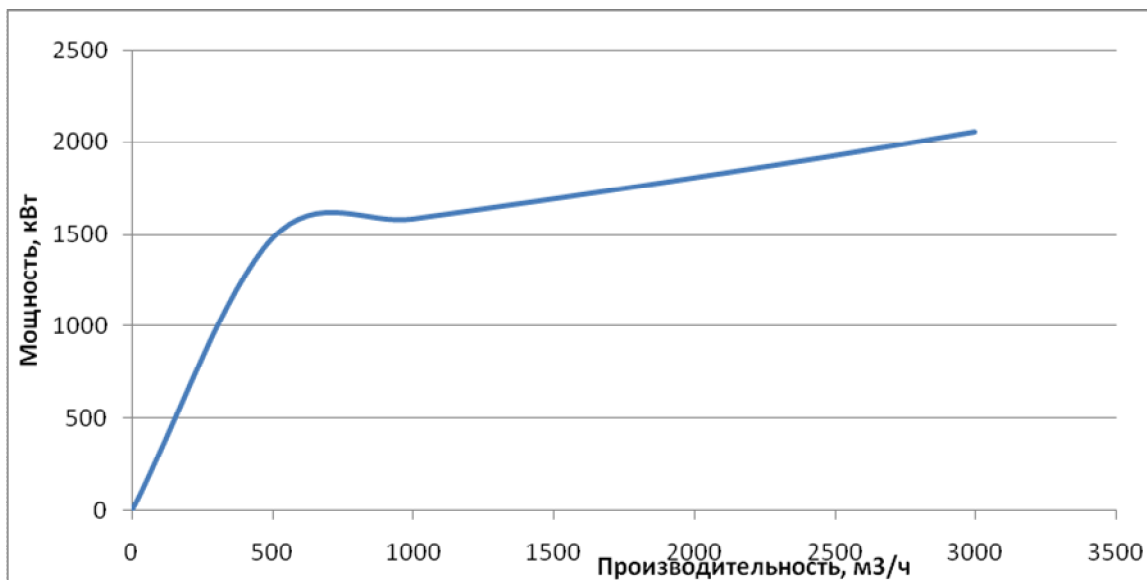


Рис.4 $Q - N$ характеристика насоса НМ 2500-230

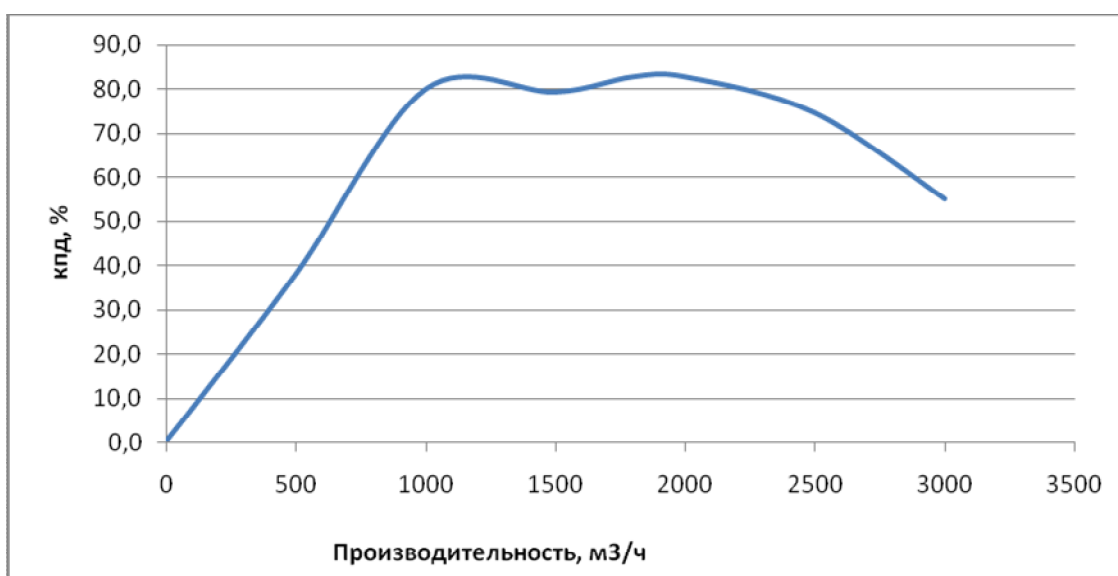


Рис.5 $Q - \eta$ характеристика насоса НМ 2500-230

Для построения характеристики сети воспользуемся зависимостью (11) подставляя различные значения расхода, т.е строим характеристику сети согласно следующему уравнению:

$$H_{mp} = 1,01 \cdot \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D_{вн}^{5-m}} \cdot L_p + \Delta z + \Delta h_{кон}, \quad (25)$$

где β - коэффициент для турбулентного режима $0,0246 \text{ с}^2/\text{м}$;
 $m = 0,25$.

Характеристика сети

Таблица 10

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	500	1000	1500	1800	2000	2500	3000
Δh	0	75,8	240,8	483,4	662,8	795,8	1173,0	1611,7

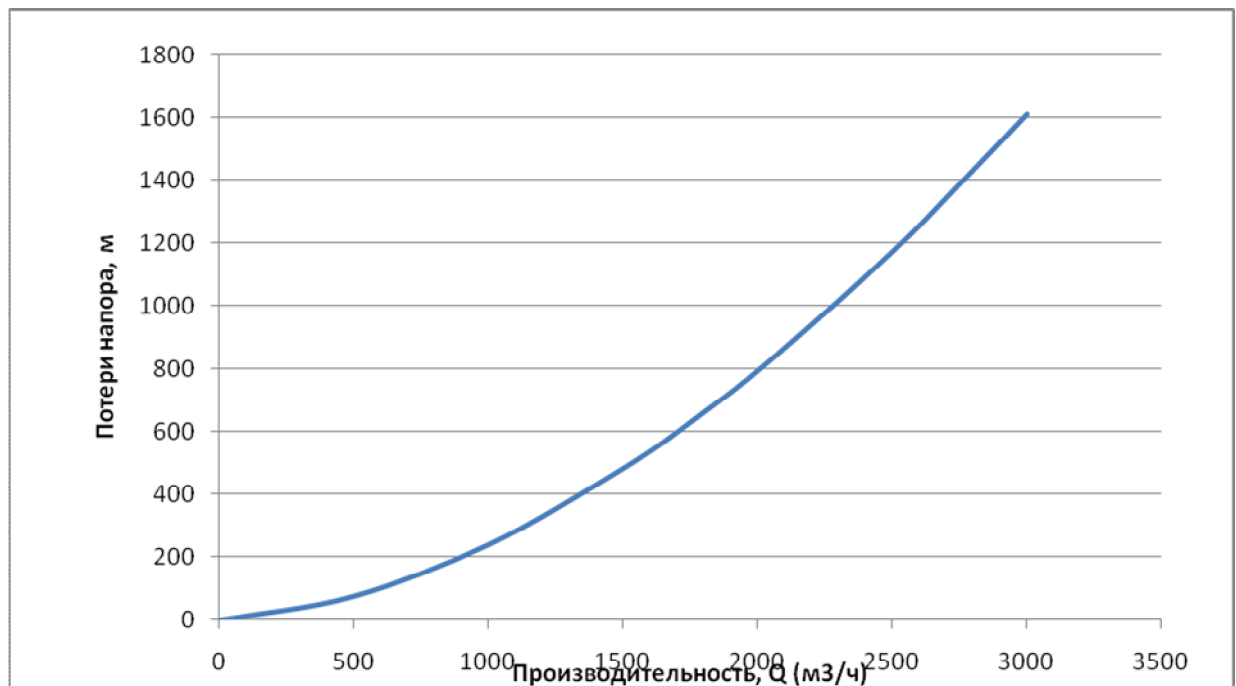


Рис.6 Характеристика сети

Выбор подпорного насоса

Для создания на входе основного насоса напора, необходимого для безкавитационной работы, устанавливаем подпорный насос, напор этого насоса должен быть не менее:

$$H_1 = \Delta h + h_k, [\text{м}] \quad (26)$$

где:

Δh - допустимый кавитационный запас основного насоса, $[\text{м}]$;

Δh_k - потери в коммуникациях, $[\text{м}]$

Для насоса НМ 2500-230 имеем:

$$\Delta h = 32\text{ м}, \Delta h_k = 30\text{ м}$$

$$H_1 = \Delta h + h_k = 32 + 30 = 62\text{ м}$$

Для обеспечения заданного расхода основного насоса и его безкавитационной работы выбираем в качестве подпорного насос НПВ-1250-60 с напором 60 м.

Для обеспечения заданной производительности и обеспечения безкавитационной работы основных насосов устанавливаем 2 параллельно работающих подпорных насоса НПВ-1250-60.

						Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.ПОСТРОЕНИЕ СОВМЕЩЁННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДА И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

В координатах Q-Н строим суммарную напорную характеристику всех рабочих насосов на трубопроводе. Для этого складываем значения напоров при равных значениях расходов.

Строим характеристику сети согласно следующему уравнению:

$$H_{np} = 1,01 \cdot \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D_{вн}^{5-m}} \cdot L_p + \Delta z + \Delta h_{кон}, \quad (27)$$

Таблица 18

Рабочие характеристики насоса НМ2500*230

Q, м³/ч	0	500	1000	1500	1800	2000	2500	3000
Δh, м	0,0	75,8	240,8	483,4	662,8	795,8	1173	1611,7
1НМ	287,9	286,501	282,304	275,309	269,769	265,516	252,925	237,536
2 НМ	575,8	573,0	564,6	550,6	539,5	531,0	505,9	475,1
3 НМ	863,7	859,5	846,9	825,9	809,3	796,5	758,8	712,6
4 НМ	1151,6	1146,0	1129,2	1101,2	1079,1	1062,1	1011,7	950,1
5 НМ	1439,5	1432,5	1411,5	1376,5	1348,8	1327,6	1264,6	1187,7
6 НМ	1727,4	1719,0	1693,8	1651,9	1618,6	1593,1	1517,6	1425,2

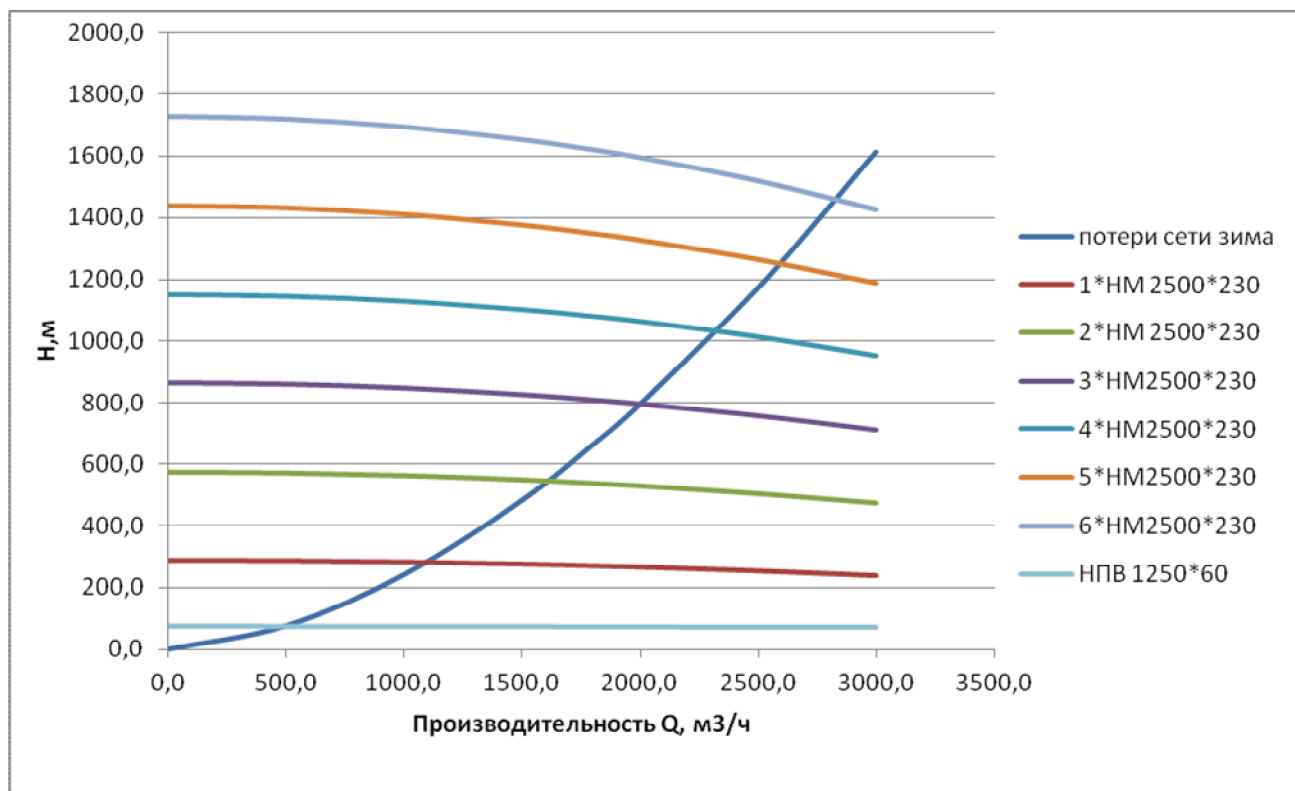


Рис. 7. Совмещенная характеристика работы насосных станций и сети до регулировки

Как видно из характеристики при первоначальном построении получили расход, $2700 м³/ч$. Делаем вывод, что для перекачки достаточно будет 3 насосных станций, однако оставляем число станций $n=4$, т.к. станции необходимо располагать на расстоянии 90 – 150 км друг от друга.

Полный напор при этом составит 1600 м.

Напор на выкиде одного насоса: 266 м

Напор на выкиде ГНПС: 532 м

Данные напоры не превышают допустимого напора ($H_{дон} = 657,2 м$).

11. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА В ЛЕТНИХ УСЛОВИЯХ

Поскольку летом из-за понижения вязкости нефти смещается рабочая точка на совмещенной характеристике, то возникает необходимость проверки работы трубопровода в летних условиях на предмет неперевышения напорами на нагнетательных линиях станций предельно допустимых напоров из условия прочности и неперевышения минимально допустимыми подпорами перед станциями реальных подпоров, приходящих на станции.

Для этого на ранее построенную совмещенную характеристику насосных станций и трубопровода наносят, предварительно рассчитав, координаты трех-четырех точек, напорную характеристику трубопровода при летних условиях. Затем по методу В. Г. Шухова проводят соответствующие линии пьезометрических напоров (гидравлических уклонов). Если напоры или подпоры на какой-либо станции вышли за допустимые пределы, следует изменить ее местоположение, чтобы и в зимних и в летних условиях напоры и подпоры находились в допустимых пределах.

11. 1. Определение плотности

Произведём перерасчёт плотности на заданную температуру:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (28)$$

где: $t = t_{max} = 16 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

ρ_{20} – плотность нефти при $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, кг/м^3 (842 кг/м^3);

ξ - температурная поправка, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20} = 1,825 - 0,001315 \cdot 842 = 0,71777 [\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})],$$

тогда плотность при $t = 16 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\rho_t = 842 - 0,71777 \cdot (16 - 20) = 859,9 (\text{кг/м}^3).$$

11. 2. Определение вязкости

Вязкость при температуре t определится по формуле:

$$\nu_t = \nu_{t1} \cdot e^{-u(t-t1)}, \quad (29)$$

где: ν_{t1} - коэффициент кинематической вязкости при температуре t_1 ;

U - коэффициент, значение которого определяется по известным значениям вязкостей при двух других температурах.

$$U = -\frac{\ln \frac{\nu_{t1}}{\nu_{t2}}}{(t_1 - t_2)}, \frac{1}{^{\circ}C}, \quad \text{причем } t_1 > t_2. \quad (30)$$

$$U = -\frac{\ln \frac{5,5}{18}}{(50 - 20)} = 0,0395 (^{\circ}C^{-1})$$

Тогда пересчитываем вязкость для заданных температур. Получаем:

$$\nu_{16} = 18 \cdot e^{-0,0395(16-20)} = 21,08 \text{ cSt}$$

11.3. Определение расчетной часовой пропускной способности нефтепровода

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \quad (31)$$

где: N_p – расчетное число суток работы нефтепровода (353 сут, [3]);

G – годовая пропускная способность нефтепровода, млн т/год.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{15 \cdot 10^6}{24 \cdot 353 \cdot 859,9 \cdot 10^{-3}} = 2059 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = \frac{2059}{3600} = 0,572 \text{ м}^3/\text{с}.$$

11. 4. Определение режима потока

Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re}(720 \times 9,3) = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 0,572}{3,14 \cdot 0,7014 \cdot 21,08 \cdot 10^{-6}} = 49282$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Переходные значения числа Рейнольдса:

$$Re_{1_{пер}}(720 \times 9,3) = \frac{10 \cdot D_{вн}}{k_3} = \frac{10 \cdot 701,4}{0,05} = 140280$$

$$Re_{2_{пер}}(720 \times 9,3) = \frac{500 \cdot D_{вн}}{k_3} = \frac{500 \cdot 701,4}{0,05} = 70140000$$

Так как $2320 < Re < Re_{1_{пер}}$, то режим течения турбулентный (зона гидравлически гладких труб).

11. 5. Определение гидравлического уклона

Определим гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}}, \quad (32)$$

$$i(720 \times 7,5) = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} = 0,0247 \cdot \frac{0,572^{1,75} \cdot (21,08 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,7014^{4,75}} = 0,00458 \left(\frac{м}{м} \right)$$

Для построения характеристики сети запишем зависимость между гидравлическими потерями и расходом:

$$H_{тр} = 1,01 \cdot \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} \cdot L_p + \Delta z + \Delta h_{кон} \quad (33)$$

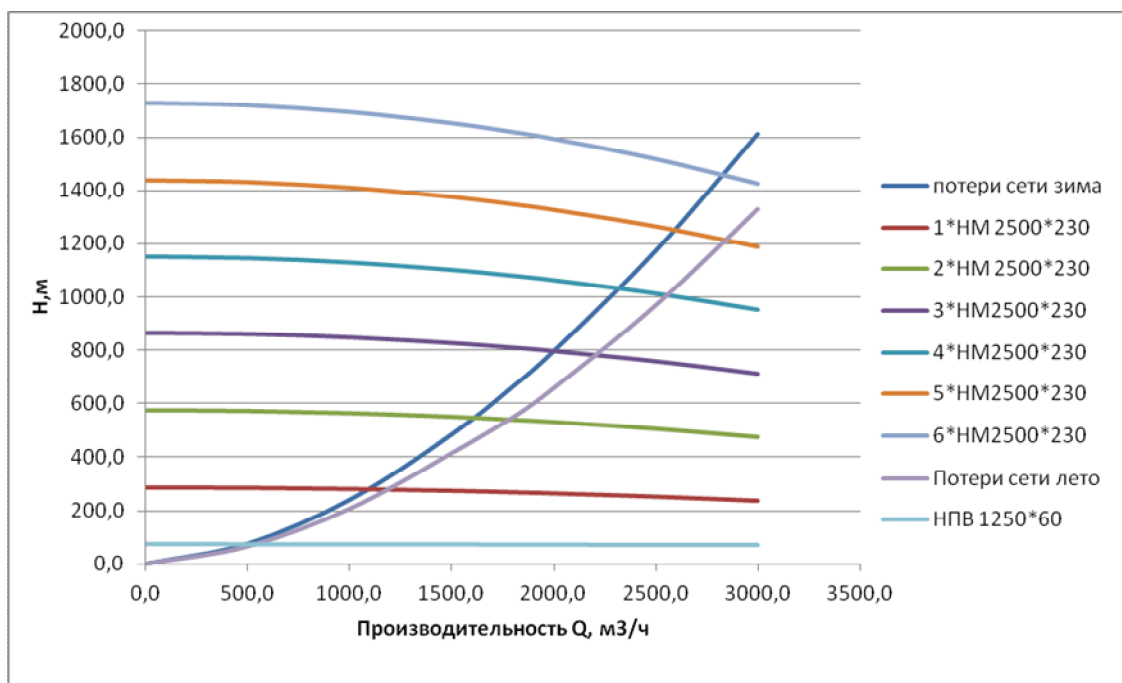


Рис 8. Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода (летние и зимние условия работы)

Из совмещенной характеристики следует, что расход в летних условиях возрастает на 1,2%. Следовательно для регулирования сети и приведения расхода к проектному в летних условиях можно применить дросселирование.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

12. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РАСЧЁТОВ

Таблица 3

№п/п	Параметр	Ед. изм	Вариант		
			1	2	3
1	D_n	м	0,63	0,72	0,82
2	Марка стали	-	12Г2С	17ГС	17ГС
3	R_1''	МПа	490	510	510
4	m	-	0,9	0,9	0,9
5	k_1	-	1,4	1,47	1,47
6	k_n	-	1	1	1
7	R_1	МПа	262,5	260,2	260,2
8	p	МПа	5,5	5,5	5,5
9	n	-	1,1	1,1	1,1
10	δ	мм	7,411	7,148	8,5
11	δ (станд.)	мм	8	7,5	8,5
12	σ_N	МПа	22,96	50,23	70,9
13	$D_{вн}$	м	0,614	0,705	0,803
14	Re	-	35995	27578	24611
15	$Re_1^{пер}$	-	122800	141000	160600
16	$Re_2^{пер}$	-	6140000	7050000	8030000
17	k_3	м	0,00005	0,00005	0,00005
18	i	м/м	0,00724	0,00204	0,00119
19	Перевальная точка	-	нет	нет	нет
20	L_p	км	550	550	550
21	Δz	м	-44	-44	-44
22	H	м			
23	$H_{стдоп}$	м	657,65	657,65	657,65
24	Δh	м	25	25	25
25	$n_{ст}$	-	4	4	4
26	κ_T	-	1	1	1
27	$\kappa_{гер}$	-	0,99	099	0,99
28	K	тыс. у.е.	54269,3	57808,6	65213,8
29	C_3	у.е/кВт ч	0,0745	0,0745	0,0745
30	$З_3$	тыс. у.е.	10820	10820	10820
31	\mathcal{E}	тыс. у.е.	17760,2	14200	14484
32	S	тыс. у.е.	25900,6	22871,3	24266,07

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы разработан проект магистрального нефтепровода для перекачки нефти на расстояние 550 км с производительностью 15 млн.т./год в условиях перепада температур от 4,5°C до 16°C.

Технологический расчет нефтепровода проведен для самых невыгодных условий (какими являются условия с наиболее низкими температурами), т.к. при низких температурах вязкость нефти, а, следовательно, и гидравлические потери максимальны.

Для определения экономически наивыгоднейшего проекта нефтепровода выполнены гидравлический и механический расчеты для 3-х конкурирующих диаметров нефтепровода, определяющие число нефтеперекачивающих станций и толщину стенки нефтепровода.

Для оптимального варианта был произведен выбор основного оборудования.

Для определения рабочей точки произведено построение совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций.

Также выполнена проверка функционирования трубопровода в летних условиях.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Коваленко П. В., Пистунович Н. Н. Методические указания для курсового проектирования по дисциплине «Машины и оборудование газонефтепроводов». Новополоцк, ПГУ, 2007.
2. Коваленко П. В., Рябыш Н. М. Машины и оборудование газонефтепроводов. Часть 1. Новополоцк, ПГУ, 2005.
3. Липский В. К. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». Новополоцк, ПГУ, 2006.
4. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
5. ГОСТ 20295-85. «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов».