

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ П. О. СУХОГО**

Институт повышения квалификации и переподготовки

Кафедра: «Нефтегазозаработка и гидropневмоавтоматика»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по курсу: «Технология транспорта нефти и газа»
на тему: «Технологический расчет трубопровода»

Разработал слушатель гр. ТН-18
Воронец А.В.
Проверил к.т.н., доцент
Воробьев В.В.

Гомель 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	4
2. ПОСТРОЕНИЕ СЖАТОГО ПРОФИЛЯ ТРАССЫ.....	5
3. ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.....	6
4. ВЫБОР КОНКУРИРУЮЩИХ ДИАМЕТРОВ ТРУБ.....	8
5. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	10
6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	15
6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМА ПОТОКА.	15
6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА.	16
6.3. ПРОВЕРКА СУЩЕСТВОВАНИЯ ПЕРЕВАЛЬНОЙ ТОЧКИ.....	17
6.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ПОТЕРИ НАПОРА.....	18
6.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ.....	20
7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ	21
8. ВЫБОР СХЕМЫ ПЕРЕКАЧКИ.....	26
9. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	28
10. ПОСТРОЕНИЕ СОВМЕЩЕННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДА И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	31
11. РАСТАНОВКА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ.....	34
13. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА В ЛЕТНИХ УСЛОВИЯХ.....	38
14. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РАСЧЁТОВ	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	41
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	42

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;

- 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.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1

Вид перекачиваемого продукта	Нефть РФ
Производительность	G=36 млн.т/год
Плотность	$\rho_{20}=865 \text{ кг/м}^3$
Вязкость	$\nu_{20}=13,8 \text{ сСт}$
	$\nu_{50}=3,4 \text{ сСт}$
Температура	$t_{\min}=2,4^{\circ}\text{C}$
	$t_{\max}=15,8^{\circ}\text{C}$
Протяженность	L= 410км
Категория нефтепровода	В (высшая)

Высотные отметки точек трассы

Таблица 2

L, км	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Z, м	124	134	125	129	131	136	138	141	152
L, км	90	100	110	120	130	140	150	160	170
Z, м	147	137	161	151	163	157	151	168	157
L, км	180	190	200	210	220	230	240	250	260
Z, м	169	142	128	117	110	100	87	82	68
L, км	270	280	290	300	310	320	330	340	350
Z, м	64	46	40	37	35	44	45	46	50
L, км	360	370	380	390	400	410			
Z, м	63	67	80	80	81	75			

2. ПОСТРОЕНИЕ СЖАТОГО ПРОФИЛЯ ТРАССЫ

Профиль трассы используется при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических отметок, необходимых для гидравлического расчета. На профиле ведется расстановка перекачивающих станций.

Профиль – чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы. Расстояния от начального пункта и геодезические высоты этих точек – их координаты.

Профиль трассы вычерчивается сжатым: масштаб по вертикали крупнее, чем по горизонтали. Чертеж получается наглядным, так как все возвышенности и впадины на трассе выступают резко

Сжатый профиль трассы нефтепровода, высотные отметки точек которого даны в исходных данных, представлен на Рис.1

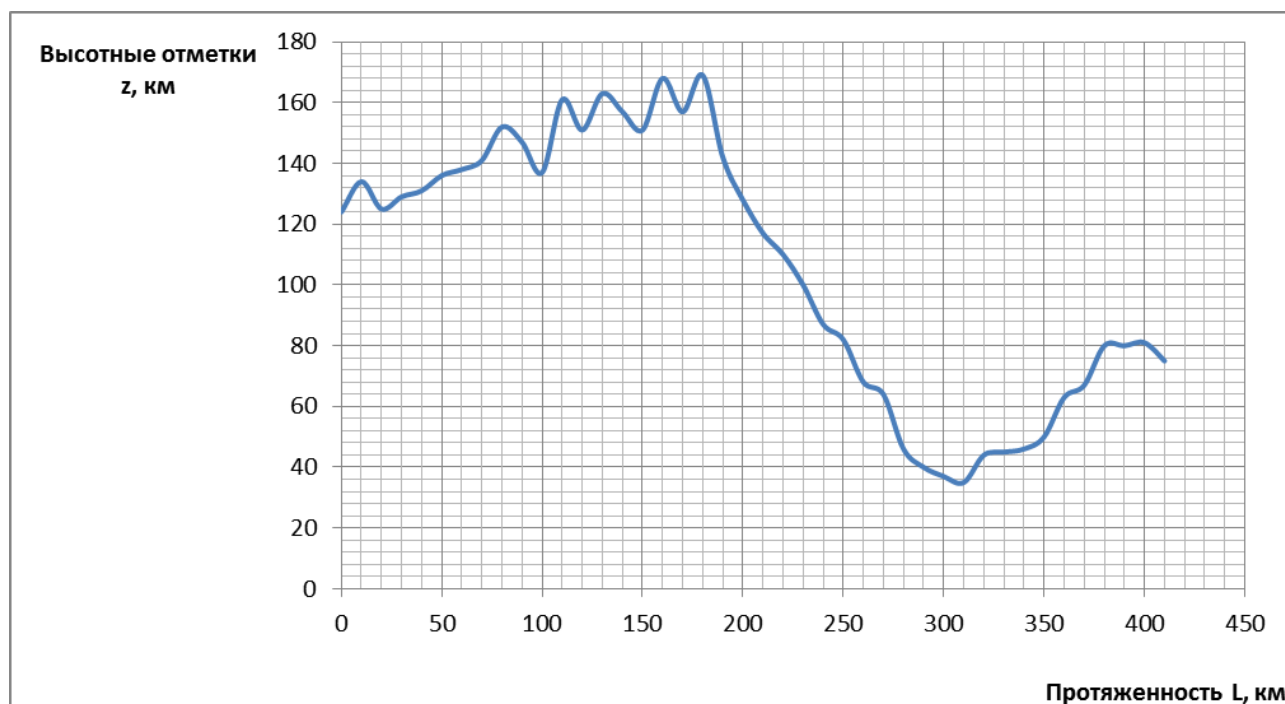


Рис.1 Сжатый профиль трассы нефтепровода.

3. ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Технологический расчет нефтепровода ведем для самых невыгодных условий. Таковыми являются зимние условия с наиболее низкими температурами. Свойства нефти определяем для температуры на глубине заложения трубопровода. Расстояние от поверхности грунта до верхней образующей трубопровода принимаем равным 0,8 м. Прибавив радиус трубопровода, выбранного по [1], получаем глубину заложения оси трубопровода. Минимальная температура – исходные данные.

Наиболее низкая температура согласно исходным данным $t_{\min} = 2,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Плотность на расчётную температуру t пересчитываем по формуле:

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

где $t = t_{\min} = 2,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

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

ξ – температурная поправка, $\text{кг/м}^3 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20} \quad (2)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 865 = 0,68753 \text{ [кг/(м}^3 \cdot \text{ }^{\circ}\text{C)]},$$

$$\rho_t = 865 - 0,68753 \cdot (2,4 - 20) = 877,101 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Вязкость определяем по формуле:

$$\nu = \nu_{t_1} \cdot e^{-U(t-t_1)} \quad (3)$$

где ν_{t_1} – коэффициент кинематической вязкости при t_1 ;

U – коэффициент, значение которого определяем по известным значениям вязкости при двух температурах:

$$U = -\frac{\ln \frac{\nu_{t_2}}{\nu_{t_1}}}{t_2 - t_1} \quad (4)$$

$$U = -\frac{\ln \frac{3,4 \text{ cSt}}{13,8 \text{ cSt}}}{(50^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})} = 0,0467 \text{ (}^{\circ}\text{C}^{-1}\text{)}$$

Тогда пересчитываем вязкость для заданных температур. Получаем:

$$\nu_{2,4} = 3,4 \text{ cSt} \cdot e^{-0,0467 \cdot (2,4 - 50)} = 31,396 \text{ (cSt)}.$$

Определяем расчетную часовую пропускную способность нефтепровода:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \quad (5)$$

где N_p – расчетное число суток работы нефтепровода (таблица 3.);

G – годовая пропускная способность нефтепровода, $\text{млн. м}^3/\text{год}$.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{36 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}}{24 \cdot 353 \cdot 0,877101 \text{ м}^3/\text{м}^3} = 4844,701 \text{ м}^3/\text{ч}$$

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объемный секундный расход определится следующим образом:

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} \quad (6)$$

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = \frac{4844,701 \text{ м}^3/\text{ч}}{3600 \text{ с}} = 1,346 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетное число суток работы нефтепровода

Таблица 3

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.

4. ВЫБОР КОНКУРИРУЮЩИХ ДИАМЕТРОВ ТРУБ

Утечки перекачиваемой нефти даже через небольшие трещины, образующиеся в трубопроводе, загрязняют окружающую среду и приводят к экономическому ущербу. Разрывы трубопроводов больших диаметров могут нанести значительный экономический и социальный ущерб. Поэтому к трубам предъявляются жесткие требования.

По способу изготовления трубы для магистральных трубопроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяются для трубопроводов диаметром до 426 мм. Обычная область применения сварных труб – трубопроводы диаметром 530 мм и выше. Трубы диаметром до 530 мм изготавливают из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей. Для изготовления труб диаметром до 1020 мм применяют спокойные и полуспокойные низколегированные стали. Трубы больших диаметров изготавливают из низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

Металл труб не должен иметь трещин, расслоений, закатов.

Наиболее часто используемые марки сталей для трубопроводов: 17Г1С, 17ГС, 14ХГС, 17ХГС и др.

Трубы выбираем согласно ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов» и ТУ 14-3-1573-96.

Для нахождения оптимального диаметра трубопровода кроме диаметра, рекомендованного [1] для заданной пропускной способности, принимается еще два диаметра (соседних) - больший и меньший рекомендуемого. Для каждого из них производится технологический и экономический расчет, по которым после сопоставления вариантов выбирается оптимальный.

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	529	5,4-6,5	6-8
273	7,5-8,5	1,3-1,6	630	5,2-6,2	10-12
325	6,7-7,5	1,8-2,2	720	5-6	14-18
377	5,5-6,5	2,5-3,2	820	4,8-5,8	22-26
426	5,5-6,5	3,5-4,8	920	4,6-5,6	32-36
529	5,5-6,5	6,5-8,5	1020	4,6-5,6	42-50
			1220	4,4-5,4	70-78

Используя таблицу 4, принимаем:

Конкурирующие диаметры труб

Таблица 5

Наружный диаметр, мм	Давление, МПа
$D_1 = 820$	5,8
$D_2 = 1020$	5,6
$D_3 = 1220$	5,4

					КП Т 70.05.75 004.О19 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

По каждому из выбранных диаметров мы определяем расчетную толщину стенки δ по следующей формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_l + np)} \quad (7)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе);

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, см;

R_l – расчетные сопротивления растяжению, МПа.

В соответствии с [1] толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140 D_n$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм – для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле (7), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовой допуск на толщину стенки труб не учитывается.

В соответствии с диаметром трубы, выбираем марку стали, из которой эти трубы изготавливают (таблица 6).

Марка стали для труб имеющих диаметров

Таблица 6

Наружный диаметр труб, мм	Марка стали	Предел прочности, не менее, МПа
820	17Г1С	510
1020	17Г2СФ	540
1220	16Г2СФ	590

Коэффициент надежности по нагрузке выбирается в соответствии с [1]:

- $n = 1,15$ для нефте- и нефтепродуктопроводов, работающих по системе из «насоса в насос»;
- $n = 1,1$ – во всех остальных случаях.

В нашем случае принимаем $n = 1,15$.

Расчётное сопротивление металла трубы и сварных соединений R_1 определяем по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} \quad (8)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности σ_{AB} ;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 7.1 с учётом классификации таблицы 7.2;

k_1 – коэффициент безопасности по материалу, принимаемый по таблице 7.3.

k_n – коэффициент надёжности.

В соответствии с [1] выбираем коэффициент условия работы по следующим таблицам:

Значения коэффициентов условий работы трубопровода m

Таблица 7.1

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

Классификация магистральных трубопроводов по категориям

Таблица 7.2

Назначение магистрального трубопровода	Категория трубопровода
Для транспортировки природного газа: Диаметром менее 1200 мм	IV
Диаметром 1200 мм и более	III
Для транспортировки нефти или нефтепродуктов: Диаметром менее 700 мм	IV
Диаметром 700 мм и более	III

Принимаем $m = 0,6$.

Значения коэффициента безопасности по материалу k_1

Таблица 5.3

Характеристика труб	k_1
Термически упрочнённые трубы (закалённые и отпущенные в трубе или листе); из низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,34
Горячеправленные (по режиму нормализации), термически упрочнённые (закалённые и отпущенные в трубе или листе), из нормализованной улучшенной низколегированной стали, из стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4

Характеристика труб	k_1
Спиральношовные из горячекатанной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатанной низколегированной и углеродистой стали. Бесшовные трубы.	1,57

Соответственно коэффициент безопасности по материалу принимаем:

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$ – $k_1 = 1,47$
- для $D_2 = 1020 \text{ мм}$ – $k_1 = 1,47$
- для $D_3 = 1220 \text{ мм}$ – $k_1 = 1,47$

Коэффициент надежности принимаем по [1]

Значение коэффициента надежности по назначению

Таблица 5.4

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4 \text{ МПа}$	$5,4 < p \leq 7,4 \text{ МПа}$	$7,4 < p \leq 9,8 \text{ МПа}$	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	—

Согласно данной таблицы, принимаем коэффициент надежности по назначению трубопровода:

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$ – $k_n = 1,00$
- для $D_2 = 1020 \text{ мм}$ – $k_n = 1,00$
- для $D_3 = 1220 \text{ мм}$ – $k_n = 1,05$

Рассчитаем расчетное сопротивление труб для принятых диаметров:

– для $D_1 = 820 \text{ мм}$
$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,6}{1 \cdot 1,47} = 208,16 \text{ МПа}$$

– для $D_2 = 1020 \text{ мм}$
$$R_1 = \frac{540 \cdot 0,6}{1 \cdot 1,47} = 220,41 \text{ МПа}$$

– для $D_3 = 1220 \text{ мм}$
$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,6}{1,05 \cdot 1,47} = 229,35 \text{ МПа}$$

По каждому из выбранных диаметров мы определяем расчетную толщину стенки δ :

$$- \text{ для } D_1 = 820 \text{ мм} \quad \delta(820 \text{ мм}) = \frac{1,15 \cdot 5,8 \text{ МПа} \cdot 820 \text{ мм}}{2 \cdot (208,16 \text{ МПа} + 1,15 \cdot 5,8 \text{ МПа})} = 12,73 \text{ мм}$$

$$- \text{ для } D_2 = 1020 \text{ мм} \quad \delta(1020 \text{ мм}) = \frac{1,15 \cdot 5,6 \text{ МПа} \cdot 1020 \text{ мм}}{2 \cdot (220,41 \text{ МПа} + 1,15 \cdot 5,6 \text{ МПа})} = 14,48 \text{ мм}$$

$$- \text{ для } D_3 = 1220 \text{ мм} \quad \delta(1220 \text{ мм}) = \frac{1,15 \cdot 5,4 \text{ МПа} \cdot 1220 \text{ мм}}{2 \cdot (229,35 \text{ МПа} + 1,15 \cdot 5,4 \text{ МПа})} = 16,08 \text{ мм}$$

Далее принимаем стандартную толщину стенки трубы:

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$ – $\delta = 13 \text{ мм}$
- для $D_2 = 1020 \text{ мм}$ – $\delta = 14,5 \text{ мм}$
- для $D_3 = 1220 \text{ мм}$ – $\delta = 16,5 \text{ мм}$

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

Магистральные трубопроводы рассчитывают по методу предельных состояний. Предельным состоянием называют такое, при достижении которого нормальная эксплуатация рассчитываемой конструкции становится невозможной. Различают первое, второе и третье предельные состояния. Первым предельным состоянием называется такое, при достижении которого рассматриваемая конструкция теряет несущую способность, или, что то же самое, способность сопротивляться приложенным к ней усилиям, т.е. разрушается. Второе предельное состояние характеризуется чрезмерными, недопустимыми при эксплуатации остаточными деформациями или колебаниями. Третье предельное состояние определяется чрезмерными, недопустимыми при эксплуатации трещинами. Ни при достижении третьего, ни при достижении второго конструкции не грозит разрушение, ее прочность и устойчивость сохраняются.

Уложенные в грунт магистральные трубопроводы рассчитываются по первому предельному состоянию, т.е. принимают, что наибольшее усилие, испытываемое трубопроводом, не должно превышать его несущей способности.

Для уложенного в грунт трубопровода достижение предела текучести не означает потерю работоспособности. Трубопровод может успешно эксплуатироваться до тех пор, пока напряжения в нем не достигнут предела прочности. При расчете на прочность считают, что он идеально круглый. Учитывают лишь внутреннее давление (основное воздействие).

Делаем проверку прочности подземного магистрального трубопровода на осевые сжимающие напряжения. Продольные осевые напряжения $\sigma_{np, N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. 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

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{np D_{вн}}{\delta} \quad (9)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы (для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ C$);

E – модуль упругости металла (для стали $E = 2,05 \cdot 10^5$ МПа);

Δt – расчётный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой укладки трубопровода (если $\Delta t < 40^\circ C$, то принимается $\Delta t = 40^\circ C$).

В нашем случае: $\Delta t = t_{max} - t_{min} = 15,8^\circ C - 2,4^\circ C = 13,4^\circ C$.

Так как у нас $\Delta t < 40^\circ C$, то принимаем $\Delta t = 40^\circ C$

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см.

Рассчитаем $\sigma_{np.N}$ для принятых диаметров:

– для $D_1 = 820$ мм

$$\sigma_{np.N}(820 \times 13) = -1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{^\circ C} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot 40^\circ C + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,8 \text{ МПа} \cdot 794 \text{ мм}}{13 \text{ мм}} = 3,45 \text{ МПа} > 0$$

– для $D_2 = 1020$ мм

$$\sigma_{np.N}(1020 \times 14,5) = -1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{^\circ C} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot 40^\circ C + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,6 \text{ МПа} \cdot 991 \text{ мм}}{14,5 \text{ мм}} = 11,64 \text{ МПа} > 0$$

– для $D_3 = 1220$ мм

$$\sigma_{np.N}(1220 \times 16,5) = -1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{^\circ C} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot 40^\circ C + 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,4 \text{ МПа} \cdot 1187 \text{ мм}}{16,5 \text{ мм}} = 13,29 \text{ МПа} > 0$$

Так как $\sigma_{np.N} > 0$, то уточнение толщины стенки не производим, т.к. осевые сжимающие напряжения на прямолинейных участках трубопровода отсутствуют.

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на растягивающие осевые продольные напряжения производим из условия:

$$|\alpha_{ю.N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (10)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным единице.

Проверяем данное условие (для всех принятых диаметров $\psi_2 = 1$):

– для $D_1 = 820$ мм: $\sigma_{np.N}(820 \times 13) = 3,45 \text{ МПа} \leq \psi_2 \cdot R_1 = 208,16 \text{ МПа}$;

– для $D_2 = 1020$ мм: $\sigma_{np.N}(1020 \times 14,5) = 11,64 \text{ МПа} \leq \psi_2 \cdot R_1 = 220,41 \text{ МПа}$;

– для $D_3 = 1220$ мм: $\sigma_{np.N}(1220 \times 16,5) = 13,29 \text{ МПа} \leq \psi_2 \cdot R_1 = 229,35 \text{ МПа}$.

Для всех диаметров выполняется условие (10), – прочность трубопроводов в продольном направлении обеспечивается.

6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Гидравлический расчет трубопровода – основа рациональной работы трубопровода, как гидравлической системы.

На основании гидравлических расчетов трубопроводов определяется число перекачивающих станций, давление на станциях, напор основных насосов, пропускная способность трубопровода, как при полном развитии, так и при вводе отдельных станций, а также выбирается насосное оборудование нефтеперекачивающих станций.

Решение задач, возникающих в трубопроводном транспорте с помощью гидравлического расчета, позволяет правильно запроектировать, соорудить и эксплуатировать магистральные трубопроводы.

6.1. Определение режима потока.

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется параметром Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu} \quad (11)$$

где Q_c – объемный секундный расход, $\text{м}^3/\text{с}$;
 ν – кинематическая вязкость перекачиваемой нефти, $\text{м}^2/\text{с}$;
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м .

Рассчитаем число Рейнольдса для каждого из диаметров:

– для $D_1 = 820 \text{ мм}$

$$Re = \frac{4 \cdot 1,346}{3,14 \cdot 0,794 \cdot 31,396 \cdot 10^{-6}} = 68783$$

– для $D_2 = 1020 \text{ мм}$

$$Re = \frac{4 \cdot 1,346}{3,14 \cdot 0,991 \cdot 31,396 \cdot 10^{-6}} = 55110$$

– для $D_3 = 1220 \text{ мм}$

$$Re = \frac{4 \cdot 1,346}{3,14 \cdot 0,1187 \cdot 31,396 \cdot 10^{-6}} = 46010$$

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

Переходные числа Рейнольдса определяются по формулам:

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot D_{вн}}{k_s} \quad (12)$$

$$Re_{1пер} = \frac{500 \cdot D_{вн}}{k_s} \quad (13)$$

где k_s – эквивалентная шероховатость труб.

Определим переходные числа Рейнольдса:

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 794 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 158800; \quad Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 794 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 7940000$$

- для $D_2 = 1020 \text{ мм}$

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 991 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 198200; \quad Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 991 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 9910000$$

- для $D_3 = 1220 \text{ мм}$

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 1187 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 237400; \quad Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 1187 \text{ мм}}{0,05 \text{ мм}} = 11870000$$

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

6.2. Определение гидравлического уклона.

Гидравлический уклон представляет собой потерю напора на трение, отнесенную к единице длины трубопровода.

Определим гидравлический уклон по формуле Лейбензона:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D_{вн}^{5-m}} \quad (14)$$

где β и m – коэффициенты, зависящие от режима потока (таблица 6)

Значения коэффициентов m и β в формуле (14) для разных режимов.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6

Режим течения	m	$\beta, c^2 / м$
Ламинарный	1	$\frac{128}{\pi \cdot g} = 4,15$
Турбулентный:		
- зона гидравлически гладких труб	0,25	$\frac{0,242}{g} = 0,0247$
- переходная зона	0,123	$0,0802 \cdot 10^{\left(0,127 \ell_g \frac{\Delta}{d} - 0,627\right)}$
- зона квадратичного трения	0	$\frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} = 0,0826 \cdot \lambda$

В трубопроводах всех выбранных диаметров устанавливается турбулентный в зоне гидравлически гладких труб режим течения. Для данного режима имеем – $m = 0,25$; $\beta = 0,0247$

С учетом этих коэффициентов гидравлические уклоны трубопроводов равны:

– для $D_1 = 820 \text{ мм}$

$$i = 0,0247 \cdot \frac{\left(1,346 \frac{M^3}{c}\right)^{1,75} \cdot \left(3,1396 \cdot 10^{-5} \frac{M^2}{c}\right)^{0,25}}{(0,794 M)^{4,75}} = 0,0093 \left(\frac{M}{M}\right)$$

– для $D_2 = 1020 \text{ мм}$

$$i = 0,0247 \cdot \frac{\left(1,346 \frac{M^3}{c}\right)^{1,75} \cdot \left(3,1396 \cdot 10^{-5} \frac{M^2}{c}\right)^{0,25}}{(0,991 M)^{4,75}} = 0,00325 \left(\frac{M}{M}\right)$$

– для $D_3 = 1220 \text{ мм}$

$$i = 0,0247 \cdot \frac{\left(1,346 \frac{M^3}{c}\right)^{1,75} \cdot \left(3,1396 \cdot 10^{-5} \frac{M^2}{c}\right)^{0,25}}{(0,1187 M)^{4,75}} = 0,00138 \left(\frac{M}{M}\right)$$

6.3. Проверка существования перевальной точки

Возвышенность на трассе, от которой нефть приходит на конечный пункт нефтепровода самотеком, называется перевальной точкой. Таких точек может быть несколько.

Для нахождения перевальной точки рядом с профилем трассы строят 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 (iL) в вертикальном масштабе профиля. Проведя линию,

параллельную гипотенузу «гидравлического треугольника», находят точку на профиле, которой касается такая линия, не пересекая профиль трассы в других точках. Эта точка называется перевальной точкой, 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 (такие расчеты и построения следует выполнять для всех конкурирующих диаметров) отсутствуют, а расчетная длина равна полной трассе трубопровода.

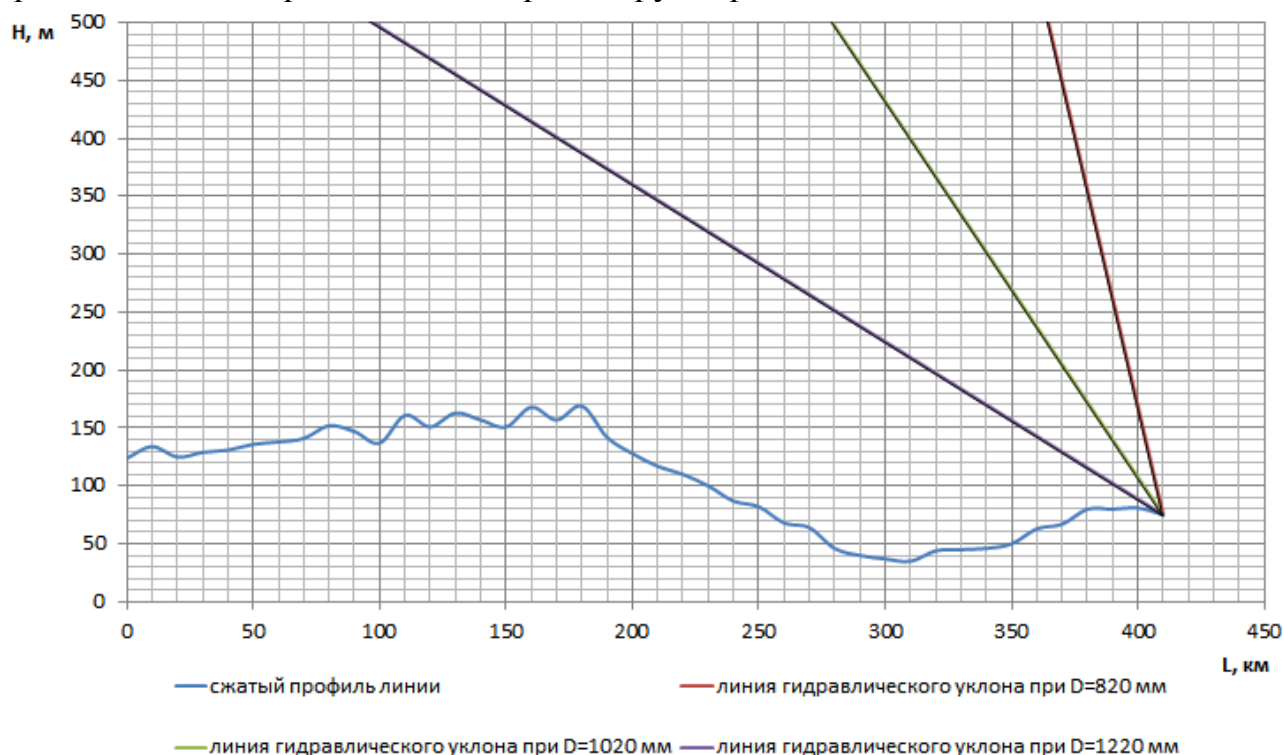


Рис.2 Проверка существования перевальной точки.

В результате всех построений видно, что перевальных точек нет. Следовательно, расчетная длина трубопровода равна полной длине трассы трубопровода, т.е. $L_{расч} = L = 410 \text{ км}$.

6.4 Определение полной потери напора

Целью проектного гидравлического расчета нефтепровода является определение потерь энергии (давления, напора) при реализации проектного режима перекачивания нефти и определения необходимого количества насосных станций.

В трубопроводах часть напора, созданного насосами насосных станций, теряется в местных сопротивлениях. Потери напора в местных сопротивлениях магистральных нефтепроводов принимаются равными от 1 до 2% от потерь напора на трение.

При перекачке нефти по трубопроводам необходимо также учитывать

рельеф местности.

Таким образом, напор, созданный насосами насосных станций, расходуется на:

- потери напора на трение;
- потери напора в местных сопротивлениях;
- потери напора при изменении положения жидкости при движении по рельефному трубопроводу;
- создание избыточного напора в конце трубопровода, который необходим для преодоления давления столба жидкости в резервуарах;
- потери напора в коммуникациях конечного пункта.

Полную потерю напора в трубопроводе H определяют по формуле:

$$H = 1,01 \cdot i \cdot L_{расч} + \Delta z + \Delta h_{кон} \quad (15)$$

где 1,01 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления на трубопроводе;

ΔZ – разность отметок конца (или перевальной точки, если такая имеется на трассе трубопровода) и начала трубопровода, м;

$L_{расч}$ – расчетная длина трубопровода, м;

$\Delta h_{кон}$ – величина подпора, необходимого в конечной точке трассы, м. Принимаем равной 35 м (учитывает необходимость взлива нефти в резервуары, а так же потери в коммуникациях конечного пункта).

Найдем полную потерю напора в трубопроводе для наших диаметров:

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$

$$H = 1,01 \cdot 0,0093 \cdot 410 \cdot 10^3 \text{ м} - 49 \text{ м} + 35 \text{ м} = 3837,13 \text{ м}$$

- для $D_2 = 1020 \text{ мм}$

$$H = 1,01 \cdot 0,00325 \cdot 410 \cdot 10^3 \text{ м} - 49 \text{ м} + 35 \text{ м} = 1331,83 \text{ м}$$

- для $D_3 = 1220 \text{ мм}$

$$H = 1,01 \cdot 0,00138 \cdot 410 \cdot 10^3 \text{ м} - 49 \text{ м} + 35 \text{ м} = 557,46 \text{ м}$$

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

$$H_{\phi} = \frac{P}{\rho \cdot g} \quad (16)$$

где P – рабочее давление;

ρ – плотность перекачиваемого продукта при условиях перекачки
(877,238 кг/м³)

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²)

- для $D_1 = 820 \text{ мм}$

$$H_{\phi} = \frac{5,8 \cdot 10^6 \text{ Па}}{877,101 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{Н}}{\text{кг}}} = 674,08 \text{ м}$$

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– для $D_2 = 1020 \text{ мм}$

$$H_o = \frac{5,6 \cdot 10^6 \text{ Па}}{877,101 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{Н}}{\text{кг}}} = 650,83 \text{ м}$$

– для $D_3 = 1220 \text{ мм}$

$$H_o = \frac{5,4 \cdot 10^6 \text{ Па}}{877,101 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{Н}}{\text{кг}}} = 627,59 \text{ м}$$

6.5 Определение числа насосных станций

Общее число насосных станций n определяют по формуле (17). Обычно расчетное значение n_p оказывается нецелым числом. Поэтому за n принимают ближайшее к n_p число, а пропускную способность нефтепровода на отдельных участках выравнивают с помощью лупингов - параллельных трубопроводов определенного диаметра и длины, размещаемых в необходимом месте по длине трубопровода.

$$n_p = \frac{H}{H_{cm} - \Delta h} \quad (17)$$

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

Δh – дополнительный напор, слагаемый из потерь в коммуникациях станции и величины передаваемого давления, требуемого для обеспечения работы основных насосов без кавитации (таблица 7). Число станций, как правило, округляют до ближайшего большего числа.

Дополнительный напор в зависимости от подачи насосов.

Таблица 7.

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

Определим число насосных станций для каждого из выбранных диаметров:

– для $D_1 = 820 \text{ мм}$ $n = \frac{3837,13 \text{ м}}{674,08 \text{ м} - 55 \text{ м}} = 6,2$ примем $n = 7$

– для $D_2 = 1020 \text{ мм}$ $n = \frac{1331,83 \text{ м}}{650,83 \text{ м} - 55 \text{ м}} = 2,24$ примем $n = 3$

– для $D_3 = 1220 \text{ мм}$ $n = \frac{557,46 \text{ м}}{627,59 \text{ м} - 55 \text{ м}} = 0,97$ примем $n = 3$

По [1], для обеспечения надежности магистрального трубопровода, расстояние между НС рекомендуется брать в пределах от 90 км до 150 км. Минимальное количество станций – 3.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

Параметрами нефтепровода, характеризующими его как с экономической, так и с технической стороны, являются:

- производительность нефтепровода Q (задана в исходных данных);
- диаметр трубопровода D ;
- давление, развиваемое насосными станциями p ;
- число нефтеперекачивающих станций n ;
- толщина стенки трубопровода δ .

Все четыре параметра связаны между собой: изменение одного из них влечет за собой изменение всех остальных. Чем больше диаметр трубопровода или чем больше давление, тем меньше потребуется нефтеперекачивающих станций и наоборот. Толщина стенки трубопровода при выбранном сорте стали определяется величинами p и D .

Для перекачки заданного количества нефти может быть предложен, таким образом, ряд вариантов проекта, различающихся величинами D , p , n и δ . Задача состоит в отыскании экономически наивыгоднейшего варианта.

Капитальные затраты на сооружение магистрального нефтепровода k можно разбить на две части: стоимость нефтеперекачивающих станций $K_{ст}$ и стоимость трубопровода (труб, сварки, изоляции, рытья траншей и т.д.) K_m . С увеличением D или p капитальные затраты на трубопровод возрастают, а на нефтеперекачивающие станции – уменьшаются. Поскольку K_m и $K_{ст}$ в зависимости от D или p изменяются в противоположных направлениях, функции $K = K(D)$ и $K = K(p)$ имеют минимум.

Эксплуатационные расходы \mathcal{E} изменяются аналогично. Следовательно, и для приведенных расходов $\Pi = kE + \mathcal{E}$, где E – нормативный коэффициент эффективности, существует минимум.

Значения параметров нефтепровода D , p , n и δ , при которых приведенные расходы оказываются наименьшими, называются оптимальными.

Нахождение параметров нефтепровода по минимуму приведенных затрат не учитывает такие факторы, как дефицитность тех или иных материалов или оборудования, простота, удобство и безопасность обслуживания, требования специального характера и т.д.

Однако очевидно, что по этим показателям различные варианты проекта одного и того же нефтепровода не могут значительно отличаться друг от друга.

Чтобы выразить Π в зависимости от параметров нефтепровода, капитальные затраты и эксплуатационные расходы представляют в виде суммы, в которой каждое слагаемое связано с теми или иными параметрами.

Для капитальных затрат на перекачивающие станции – это затраты, пропорциональные мощности и не зависящие от мощности (мощность пропорциональна pQ). Для капитальных затрат на линейную часть нефтепровода – это затраты, пропорциональные диаметру трубопровода и массе труб (масса труб линейно зависит от pD^2).

Эксплуатационные расходы, относящиеся к перекачивающим станциям,

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

складаются из расходов, пропорциональных мощности, не зависящих от мощности и из отчислений на амортизацию и текущий ремонт. Отчислениями на амортизацию и текущий ремонт могут быть представлены эксплуатационные расходы линейной части нефтепровода.

Затраты, не зависящие от параметров нефтепровода, можно не учитывать.

Капитальные затраты k , вычисляемые по формуле (18), следует умножить на поправочный коэффициент K_m , учитывающий надбавку на топографические условия трассы (табл. 11), а затем к ним добавить дополнительные капитальные вложения, учитывающие территориальный район прохождения трассы; следовательно K определяется по формуле:

$$K = k_{mp} \cdot K_m \cdot \left(1 + \frac{\sum L_{расч} \cdot (K_{тер} - 1)}{L_{расч}} \right) \quad (18)$$

где k_{mp} – капитальные затраты на строительство трубопровода;
 $L_{расч}$ – протяженность участков трубопровода, проходящих по районам, к которым применяется территориальный коэффициент $K_{тер}$ (таблица 9);
 знак Σ означает суммирование по всем участкам трубопровода.

Поправочный коэффициент K_m на топографические условия трассы.

Таблица 8

Топография трассы	Поправочный коэффициент K_m			
	Линейная часть	Здания и сооружения	Трубопровод в целом, условный диаметр, мм	
			500-800	1000-1400
Низменно-холмистая	1,00	1,00	1,00	1,00
Пустынная	0,92	1,01	0,95	0,94
Болотистая	1,45	1,06	1,29	1,36
Гористая	1,18	1,25	1,21	1,19

Территориальный коэффициент $K_{тер}$

Таблица 9

Территориальный район	2,0
Территориальный коэффициент	0,99

Капитальные затраты k_{mp} , вычисляются по формуле:

$$k_{TR} = C_{Л} \cdot L_{TR} + C_{ГНС} + \left(\frac{L_{TR}}{l} - 1 \right) C_{ПСР} + \left(n_{СТ} - \frac{L_{TR}}{l} \right) C_{ПС} \quad (19)$$

где $C_{Л}$ – удельные капитальные вложения на 1 км. трубопровода (по таб.10)
 $C_{ГНС}$, $C_{ПС}$ – капитальные вложения, соответственно в одну головную и промежуточную станцию (по таб.11)
 $C_{ПСР}$ – капиталовложения в одну промежуточную насосную станцию с резервуарным парком;

$n_{ст}$ – число насосных станций на трассе трубопровода.

Капитальные затраты на строительство линейной части трубопровода (у.е.)

Таблица 10

Наружный диаметр трубопровода, D, мм	Основная магистраль	Параллельная магистраль
219	22,8	18
273	24,9	20,1
325	28,8	22,8
377	33,6	27,5
426	37,6	31,5
530	56,6	45,1
630	71	56
720	77,5	62,1
820	91,1	74,9
920	113,6	97,3
1020	136,1	119,6
1220	180,8	165,6

Капитальные затраты на строительство насосной станции.

Таблица 11

Пропускная способность, млн.м³/год	Стоимость головной насосной станции, у.е., на новой площадке.	Стоимость промежуточной насосной станции, у.е., на новой площадке.
0,7-0,9	1339	830
1,3-1,6	1504	854
1,8-2,3	1643	920
2,5-3,2	1867	1127
3,5-4,8	2556	1274
6,5-8,5	5418	1926
10-12	6730	2012
14-18	8077	2170
22-26	9202	2554
32-36	12300	2788
42-50	15396	3023
70-78	16195	3550

Эксплуатационные расходы рассчитываются по формуле:

$$\Xi = (\alpha_2 + \alpha_4) \cdot K_{л.} + (\alpha_1 + \alpha_3) \cdot K_{ст} + 3_{\Xi} + 3_T + 3_3 + П \quad (20)$$

где $K_{л.}$ – капитальные вложения в линейную часть с учетом всех поправочных коэффициентов;

$$K_{л.} = C_{л.} \cdot \kappa_T \cdot L_{ТР} \quad (21)$$

					КП Т 70.05.75 004.О19 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_{cm} – капитальные вложения в насосные станции с учетом всех поправочных коэффициентов:

$$K_{cm} = (C_{ГНС} + C_{ПНС} \cdot [n_{СТ} - 1]) \cdot K_T \quad (22)$$

$З_э$ – затраты на электроэнергию:

$$З_э = \left(\frac{G \cdot H_{cm} \cdot K_c}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_э} + N_c \right) \cdot n \cdot C_э \quad (23)$$

G – годовой объем перекачки по трубопроводу, $m^3/год$;

H_{cm} – дифференциальный напор, развиваемый одной станцией, m ;

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

η_n и $\eta_э$ – КПД насоса и электродвигателя;

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

$C_э$ – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии (таблица 12). $C_э = 0,0128 \text{ у.е./кВт.ч}$.

Тарифы на электричество по районным энергоуправлениям.

Таблица 12

Энергосистема	Стоимость 1 кВт.ч. , у.е.
Мосэнерго	0,0128
Горэнерго	0,0128
Смоленскэнерго	0,0207

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 ($\alpha_4 = 0,3\%$);

$З_m$ – затраты на воду, смазку, топливо (5 тыс. у.е./год);

$З_з$ – заработная плата (80 тыс. у.е./год на одну станцию);

$П$ – прочие расходы (принимается равными 25% от зарплаты).

Приведенные затраты определяем по формуле:

$$S_i = E_n \cdot k_i + \Xi_i \quad (24)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, $E_n = 0,15$;

k_i – капитальные затраты для рассматриваемого вида транспорта;

Ξ_i – эксплуатационные затраты для рассматриваемого вида транспорта.

Значит,

– для $D_1 = 820 \text{ мм}$:

$$k_{mp} = 91,1 \cdot 410 + 12300 + (7 - 1) \cdot 2788 = 66379 \text{ тыс. у.е.}$$

$$k = 66379 \cdot 1,0 \cdot \left(1 + \frac{410 \cdot (0,99 - 1)}{410} \right) = 65715 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{л}} = 91,1 \cdot 1,0 \cdot 410 = 37351 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{см}} = (12300 + 2788 \cdot [7 - 1]) \cdot 1,0 = 29028 \text{ тыс. у.е.}$$

$$З_3 = \left(\frac{36 \cdot 10^6 \cdot 674,08 \cdot 1,0}{367 \cdot 0,88 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 7 \cdot 0,0128 = 7660 \text{ тыс. у.е.}$$

$$\Xi = (0,035 + 0,003) \cdot 37351 + (0,085 + 0,013) \cdot 29028 + 7660 + (5 + 80 + 20) \cdot 7 = 12659 \text{ тыс. у.е.}$$

$$S = 0,15 \cdot 65715 + 12659 = 22516 \text{ тыс. у.е.}$$

– для $D_2 = 1020$ мм:

$$k_{\text{мп}} = 136,1 \cdot 410 + 12300 + (3 - 1) \cdot 2788 = 73677 \text{ тыс. у.е.}$$

$$k = 73677 \cdot 1,0 \cdot \left(1 + \frac{410 \cdot (0,99 - 1)}{410} \right) = 72940 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{л}} = 136,1 \cdot 1,0 \cdot 410 = 55801 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{см}} = (12300 + 2788 \cdot [3 - 1]) \cdot 1,0 = 17876 \text{ тыс. у.е.}$$

$$З_3 = \left(\frac{36 \cdot 10^6 \cdot 650,83 \cdot 1,0}{367 \cdot 0,88 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 3 \cdot 0,0128 = 3172 \text{ тыс. у.е.}$$

$$\Xi = (0,035 + 0,003) \cdot 55801 + (0,085 + 0,013) \cdot 17876 + 3172 + (5 + 80 + 20) \cdot 3 = 7359 \text{ тыс. у.е.}$$

$$S = 0,15 \cdot 72940 + 7359 = 18300 \text{ тыс. у.е.}$$

– для $D_3 = 1220$ мм:

$$k_{\text{мп}} = 180,8 \cdot 410 + 12300 + (3 - 1) \cdot 2788 = 92004 \text{ тыс. у.е.}$$

$$k = 92004 \cdot 1,0 \cdot \left(1 + \frac{410 \cdot (0,99 - 1)}{410} \right) = 91084 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{л}} = 180,8 \cdot 1,0 \cdot 410 = 74128 \text{ тыс. у.е.}$$

$$K_{\text{см}} = (12300 + 2788 \cdot [3 - 1]) \cdot 1,0 = 17876 \text{ тыс. у.е.}$$

$$З_3 = \left(\frac{36 \cdot 10^6 \cdot 627,59 \cdot 1,0}{367 \cdot 0,88 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot 3 \cdot 0,0128 = 3062 \text{ тыс. у.е.}$$

$$\Xi = (0,035 + 0,003) \cdot 74128 + (0,085 + 0,013) \cdot 17876 + 3062 + (5 + 80 + 20) \cdot 3 = 7946 \text{ тыс. у.е.}$$

$$S = 0,15 \cdot 91084 + 7946 = 21609 \text{ тыс. у.е.}$$

Следовательно, вариант со значением диаметра 1020 мм из трех рассматриваемых является оптимальным, так как у него наименьшие приведенные затраты.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. ВЫБОР СХЕМЫ ПЕРЕКАЧКИ

Перекачка – это процесс перемещения нефти по трубопроводу с помощью насосных установок по заданной схеме. Под схемой перекачки понимается движение нефти через сооружения и оборудование НПС и соединяющие их нефтепровод. В зависимости от оснащённости НПС выделяют три схемы перекачки: постанционная, с подключением резервуаров и из насоса в насос. Для технологической схемы перекачки с подключением резервуаров возможны два варианта: перекачка через резервуар и минуя резервуар (с подключенным резервуаром).

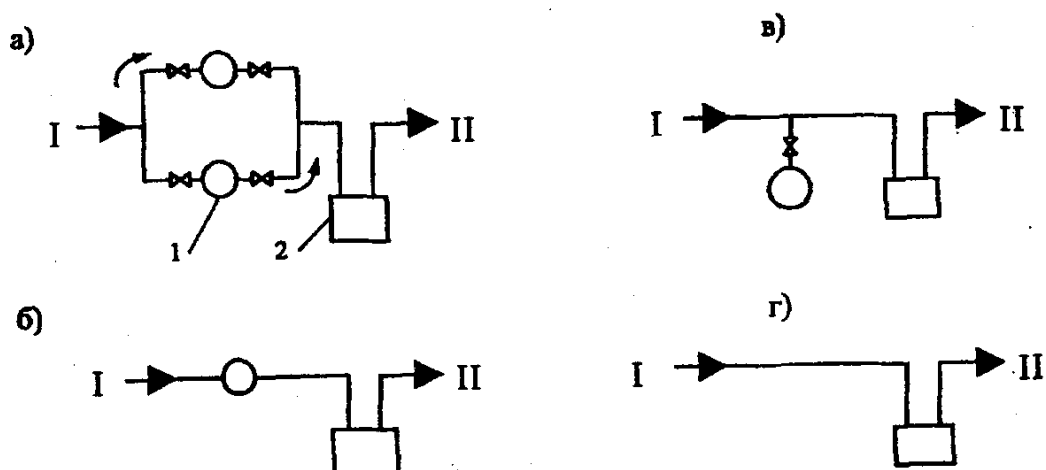


Рис.3 Q – Системы перекачки: а)постанционная; б)через резервуары; в)с подключенными резервуарами; г)из насоса в насос; I – предыдущая НПС; II – последующая НПС; 1 – резервуар; 2 – насосная станция.

При постанционной схеме перекачки (рис. 3а) нефть поочередно принимают в один из резервуаров НПС, а откачивают из другого. Эта схема позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах, при такой схеме осуществляется разгазирование нефти и удаление излишка воды, а также обеспечивается большая надёжность и бесперебойность поставок нефти потребителю за счёт того, что участки могут функционировать отдельно друг от друга.

Основной недостаток системы – большие потери от испарения при заполнении-опорожнении резервуаров (потери от «больших дыханий»), а также значительная металлоёмкость: сооружение как минимум двух резервуаров и необходимость сооружения подпорной насосной.

При перекачке через резервуар НПС (рис. 3б) нефть от предыдущей станции поступает в резервуар и одновременно из него откачивается. При не синхронной работе соседних НПС резервуар служит буферной емкостью. Данная схема позволяет удалять из трубопровода попавший в него при производстве ремонтных работ воздух, а также частично освободиться от воды и механических примесей за счёт значительного уменьшения скорости потока в

резервуаре по сравнению с трубопроводом.

Вследствие перемешивания нефти в резервуаре интенсифицируются потери от «малых дыханий», а при несинхронной работе соседних НПС возможны потери и от «больших дыханий». Кроме того, необходимо сооружение как минимум одного резервуара и подпорной насосной.

При перекачке с подключенным резервуаром (рис. 3в) нефть через резервуар не проходит, поскольку он соединен с отводом от всасывающей линии станции. Уровень в резервуаре изменяется незначительно в зависимости от величины разности расходов, которые обеспечивают данная и предыдущая НПС. При равенстве этих расходов уровень нефти остается практически неизменным.

По сравнению с предыдущими схемами сокращаются потери в результате испарения нефти, которые будут определяться суточными колебаниями температур (потери от «малых дыханий»).

Система перекачки из насоса в насос (рис. 3г) осуществляется при отключении резервуаров промежуточных НПС. Их используют только для приема нефти из трубопровода в случае аварий или ремонта. При отключенных резервуарах исключаются потери от испарения и полностью используется подпор, передаваемый от предыдущей НПС.

На МН большой протяженности должна предусматриваться организация эксплуатационных участков длиной 400–600 км и до 800 км на магистральных нефтепродуктопроводах каждый, в пределах которых перекачка ведётся по схеме «из насоса в насос», являющейся наиболее предпочтительной в связи с достижением полной синхронизации работы НПС. На границах эксплуатационных участков располагаются промежуточные НПС с емкостью, которые работают по схеме «с подключенным резервуаром» или «через резервуар» при выполнении ремонтных работ для выпуска воздуха. Таким образом, обеспечивается независимая работа НПС одного эксплуатационного участка, от других (в течении некоторого времени, обусловленного вместимостью резервуарного парка и производительностью МН).

На промежуточных НПС, работающих по схеме «из насоса – в насос», подпорные насосы не устанавливают, так как подпор, необходимый для нормального функционирования основных насосов и их безкавитационной работы, создается предыдущей НПС.

В данной курсовой работе для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу длиной 470км выбрана схема «из насоса в насос», поскольку при этой технологии исключаются промежуточные технологические операции, уменьшается количество потерь нефти. Необходимость постройки резервуарных парков отпадает и это значительно снижает стоимость строительства нефтеперекачивающей станции. Недостатком этой схемы является наличие «жесткой» гидравлической связи всех участков, работающих в данном режиме, т. е. любое изменение на одном из них приводит к изменению на всех остальных.

9. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По заданной пропускной способности $Q = 4844,701 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбираем по таблице 13 основной насос марки НМ 5000-210. Устанавливаем по два рабочих и одному резервному последовательно подключенных насосных агрегата. Схема перекачки «из насоса в насос». Каждый насосный агрегат комплектуем электродвигателем СТД-3200-2.

Технические данные насосных агрегатов.

Таблица 13

Насосы					Электродвигатели		
Марка	Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас	КПД	Марка	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин
НМ 125-550	125	550	4	68	Украина-11-3/2	320	2840
НМ 360-460	360	460	8	75	АЗП-500	500	2970
					АТД-500		
НМ 500-300	500	300	12	78	АЗП-630	630	2980
					АР-500	500	2980
НМ 1250-260	1250	260	20	84	СТД-1250-2	1250	3000
НМ 2500-230	2500	230	32	86	СТД-2000-2	2000	3000
					СТД-2500-2	2500	3000
НМ 3600-230	3600	230	40	87	СТД-2500-2	2500	3000
					СТД-3200-2	3200	3000
НМ 5000-210	5000	210	42	88	СТД-3200-2	3200	3000
НМ 7000-210	7000	210	52	89	СТД-5000-2	5000	3000
НМ 10000-210	10000	210	65	89	СТД-6300-2	6300	3000
НМ 10000-210 с повышен. подачей	12500	194	89	87	СТД-8000-2	8000	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
НМП 5000-115	5000	115	6	83	СДН-15-39-6	1600	1000
					СДН-2-16-59		
					СДН-2-16-74/6	2000	1000

Выясним, необходимо ли пересчитывать их на нефть. Для этого определим число Re для потока перекачиваемой жидкости:

$$Re = \frac{n \cdot D_0^2}{\nu_p}, \quad (25)$$

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

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ		Лист
							28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

D_0 - наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;
 ν_p – коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$Re = \frac{3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \cdot (0,45 \text{ м})^2}{60 \text{ с} \cdot 31,396 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}} = 322493$$

Определим переходное значение параметра Рейнольдса:

$$Re_{пер} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (26)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса. По приложению 7 [1] для насоса НМ 5000-210 $n_s = 117$.

$$Re_{пер} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 117^{-0,305} = 73942$$

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

Число последовательно соединенных работающих насосов на одной станции — 2 насоса НМ 5000-210.

На каждой насосной станции устанавливаем дополнительно по одному резервному насосу.

Напорная характеристика центробежных насосов Q-H аппроксимируется зависимостью:

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (27)$$

где: H - напор, м;

Q - расход, $\text{м}^3/\text{ч}$;

a, b - коэффициенты аппроксимации, соответственно м и $(\text{ч}^2/\text{м}^5)$,

$$a = 272 \text{ м}; \quad b = 2,6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{ч}^2}{\text{м}^5}.$$

Аналогично характеристика Q-η аппроксимируется зависимостью:

$$\eta = k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2, \quad (28)$$

где: k_1, k_2 - коэффициенты аппроксимации,

$$k_1 = 2 \cdot \frac{\eta_{\max}}{Q_H} = 2 \cdot \frac{0,88}{4844,701 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}} = 0,363 \cdot 10^{-3} \frac{\text{ч}}{\text{м}^3},$$

$$k_2 = \frac{\eta_{\max}}{(Q_H)^2} = \frac{0,88}{\left(4844,701 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}\right)^2} = 3,75 \cdot 10^{-8} \frac{\text{ч}^2}{\text{м}^5}$$

Мощность определим по выражению:

$$N_i = \frac{Q \cdot H_i \cdot \rho \cdot g}{1000 \cdot \eta_i} \quad (29)$$

где: N - мощность электродвигателя, кВт;

H_n - напор, развиваемый насосом, м;

Q - подача насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

η - КПД насоса в долях единицы.

Результаты расчета представим в виде таблицы.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Характеристики работы насоса НМ 5000-210 на воде

Таблица 14

Q, м3/ч	0	1000	1500	2000	2500	3000	3500
H, м	272	269,4	266,2	261,6	255,8	248,6	240,2
N, кВт	0	73169,7	108450,8	142102,3	173689,7	202561	228336,1
η, %	0	32,6	46	57,6	67,3	75,2	81,1
Q, м3/ч	4000	4500	4844,701	5000	5500	6000	
H, м	230,4	219,4	211	207	193,4	178,4	
N, кВт	250308,7	268152,9	277640,5	281108,4	288903,4	290723,1	
η, %	85,2	87,4	87,8	87,8	86,2	82,8	

Для обеспечения безкавитационной работы насосов на промежуточных станциях, производим расстановку таким образом, чтобы напор во всасывающих трактах был больше, либо равен допустимому кавитационному запасу:

$$H = \Delta h + h_k, \quad (30)$$

где Δh – допустимый кавитационный запас основного насоса;

Δh_k – потери в коммуникациях.

Для насоса НМ 5000-210 имеем:

$$\Delta h = 42\text{ м}, \Delta h_k = 35\text{ м}$$

$$H = \Delta h + h_k = 42 + 35 = 77\text{ м}$$

В соответствии с требуемым кавитационным запасом подбирают подпорные насосы для головной станции (табл. 13). Система работает по схеме из «насоса в насос», а следовательно нет необходимости устанавливать подпорные насосы на промежуточных станциях, подпор «кочует» с ГНПС.

Выбираем подпорный насос марки НМП-5000-115. Устанавливаем 1 рабочий и 1 резервный подпорный насос.

10. ПОСТРОЕНИЕ СОВМЕЩЕННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДА И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

В координатах $Q-H$ строят суммарную напорную характеристику всех рабочих насосов на трубопроводе. Причем рабочая точка должна находиться в зоне высоких КПД.

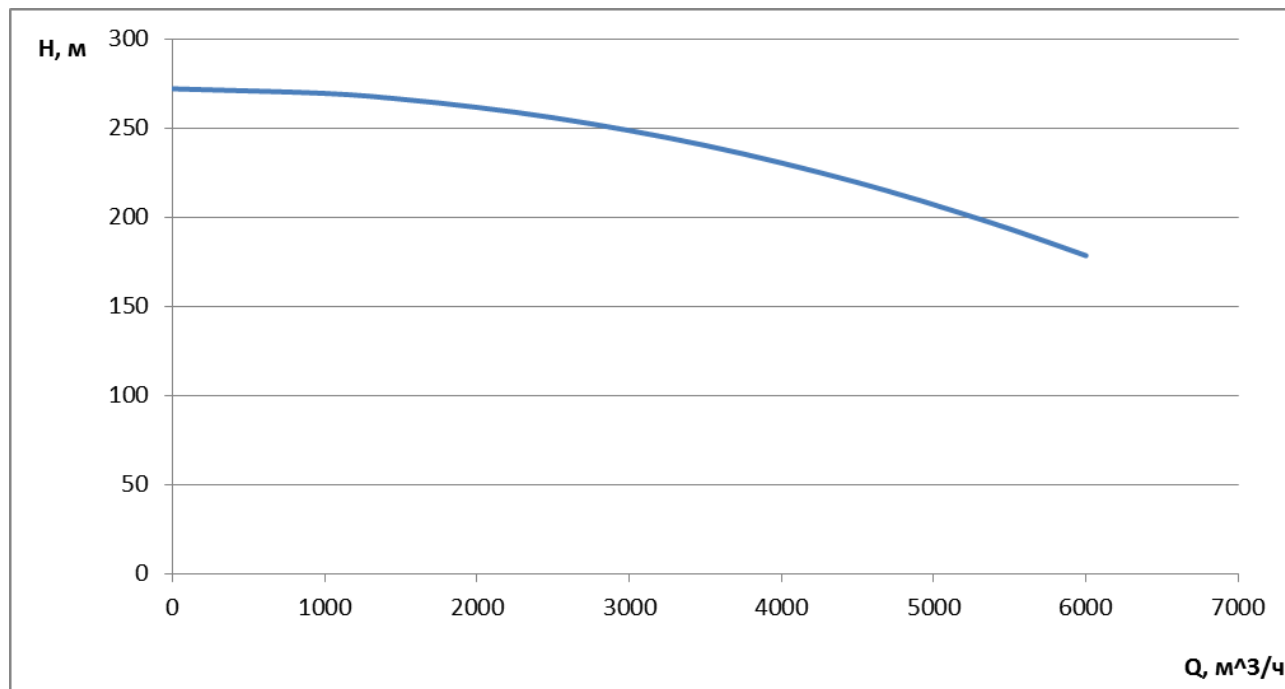


Рис.4 $Q - H$ характеристика насоса НМ 5000-210

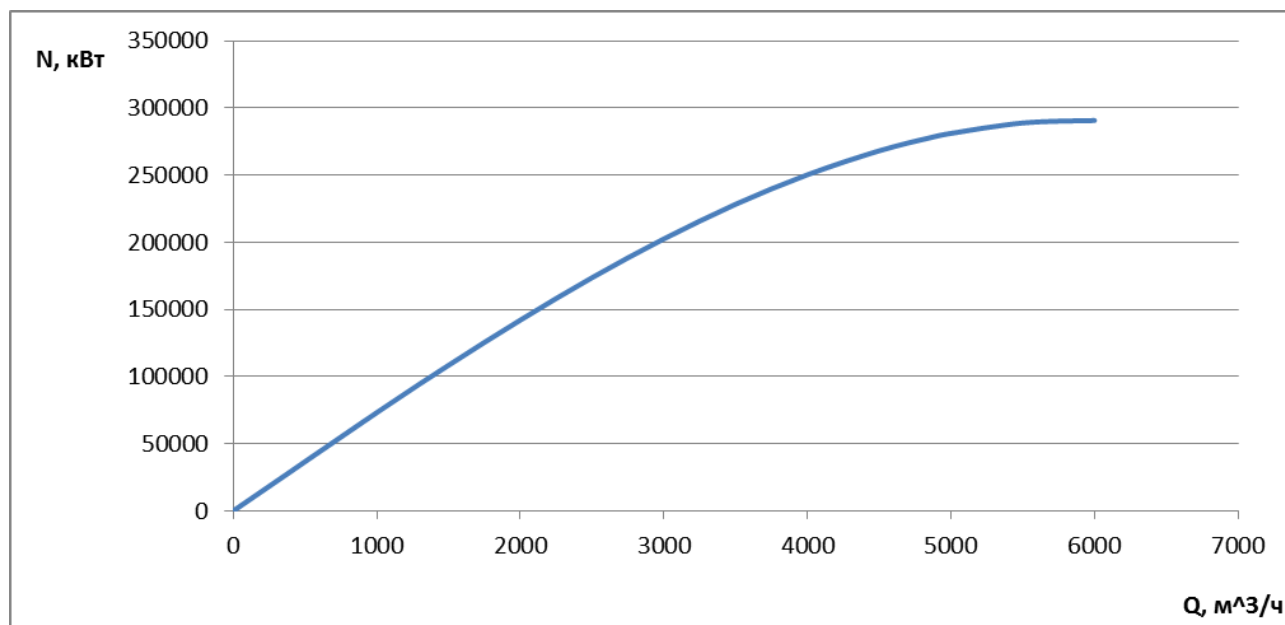


Рис.5 $Q - N$ характеристика насоса НМ 5000-210

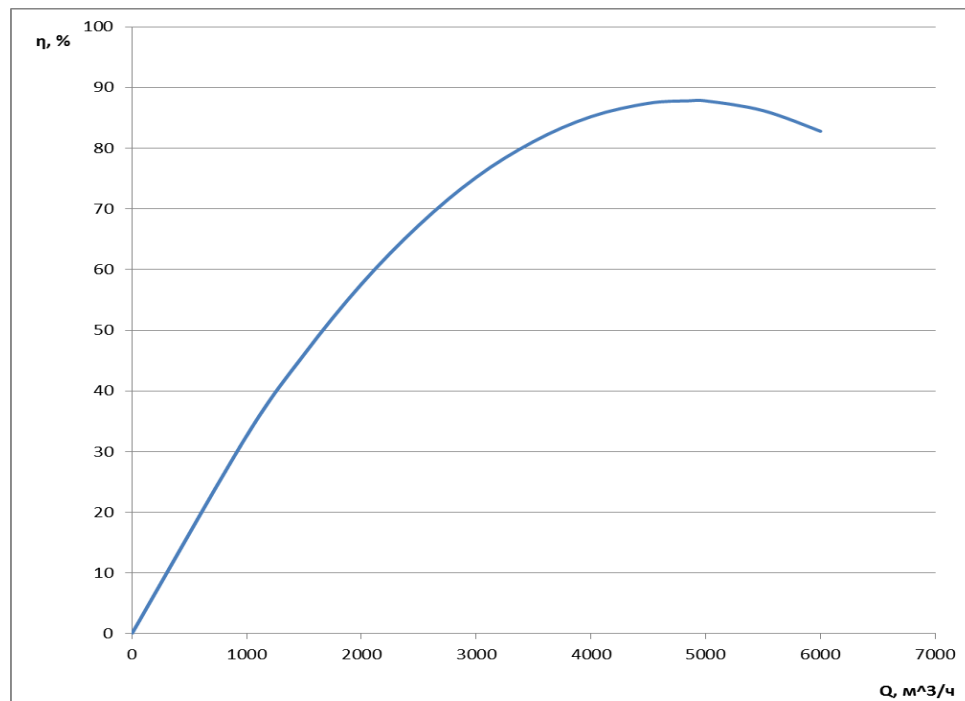


Рис.6 Q - η характеристика насоса НМ 5000-210

Для построения характеристики сети воспользуемся зависимостью (15) подставляя различные значения расхода.

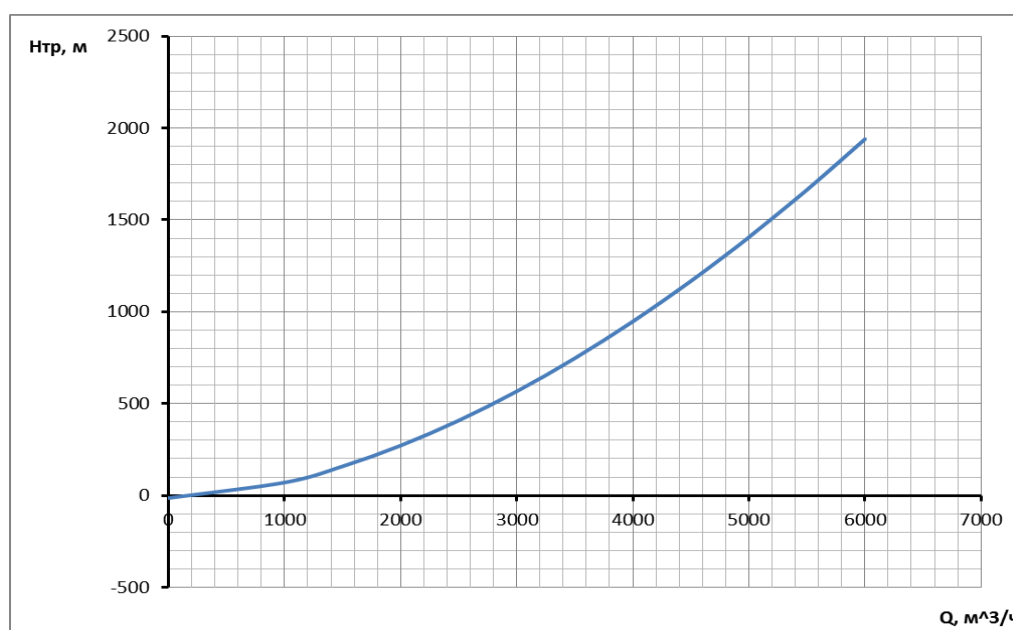


Рис.7 Характеристика сети.

Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода представлена на Рис.8 (перекачивающие станции работают на номинальных параметрах).

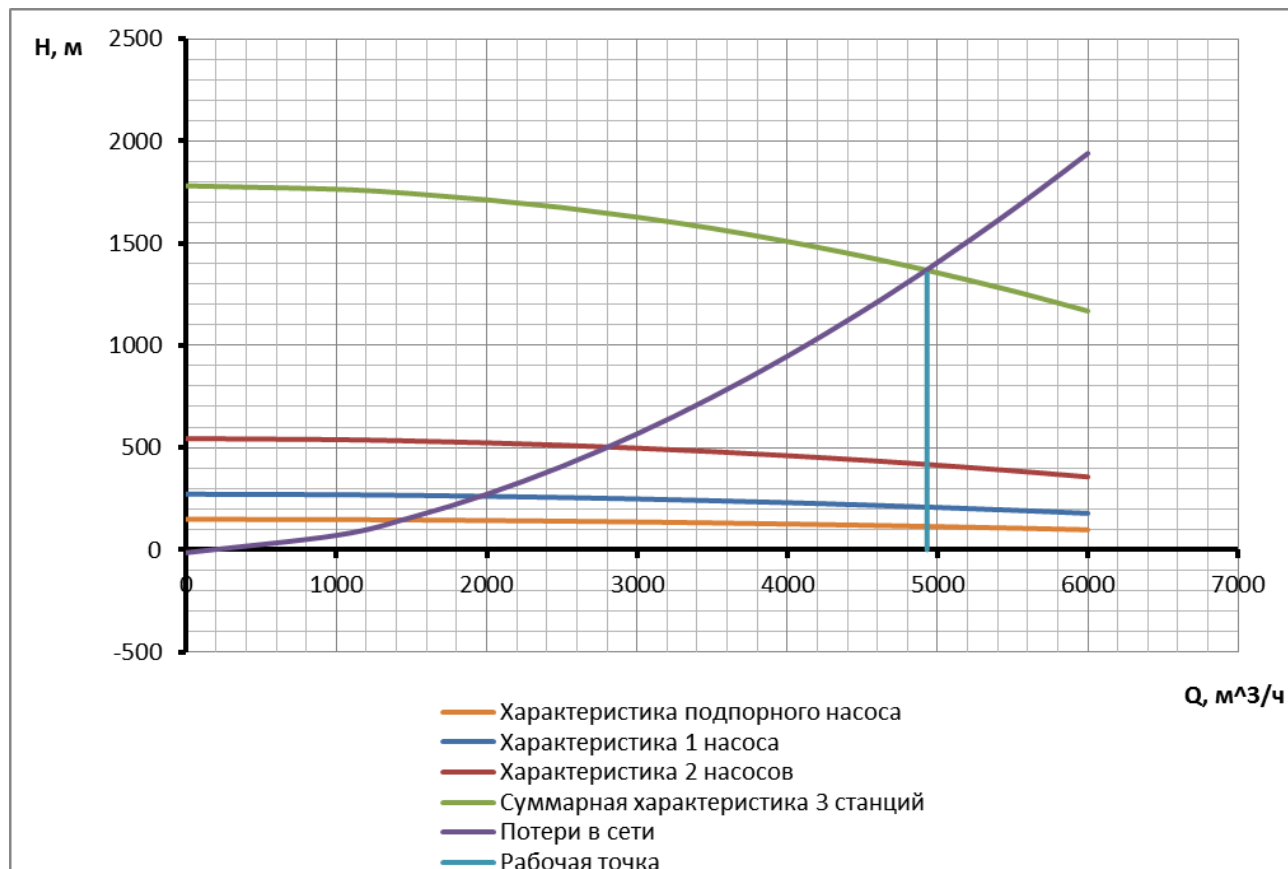


Рис.8 Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций.

Как видно на Рис.7 станции обеспечивают расход $4930 \text{ м}^3/\text{ч}$ при заданном $4844,701 \text{ м}^3/\text{ч}$ и создают напор 1350 м при заданном $1331,83 \text{ м}$, то есть станции создают необходимый для перекачки напор.

11. РАСТАНОВКА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Расстановку насосных станций произведем по методу В. Г. Шухова на сжатом профиле трассы.

Определение местоположения станций связано с выполнением следующего требования: напор на выходе любой НПС не должен превышать H_{\max} , найденный из условия прочности, и не должен быть меньше такого H_{\min} , чтобы на последующей станции была обеспечена бескавитационная работа насосов.

От начальной точки трассы, где должна находиться головная станция, в масштабе высот профиля откладывается по вертикали подпор H_l и напор H_{cm} , развиваемые станцией. Из конца полученного отрезка проводится линия гидравлического уклона. Точка пересечения ее с линией эквидистантной профилю трассы, отстоящей от нее на величину подпора – место расположения второй станции. От этой точки вновь откладывается напор, развиваемый станцией, вновь проводится линия гидравлического уклона и т.д. Линия гидравлического уклона, идущая от последней станции, должна придти к перевальной (или к конечной) точке трассы.

Размещение нефтеперекачивающих станций, выполненное описанным способом, не всегда следует считать строго обязательным. Расположение станций можно в некоторых пределах изменять.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОМЕЖУТОЧНОЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Технологической схемой НПС называют безмасштабный рисунок, на котором представлена схема размещения ее объектов, а также внутростанционных коммуникаций (технологических трубопроводов) с указанием диаметров и направлений потоков.

Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном трубопроводе.

Сооружения НПС могут быть разделены на две группы: производственного и вспомогательного назначения. К объектам первой группы относятся: подпорная насосная, магистральная насосная, резервуарный парк, площадка фильтров-грязеуловителей, технологические трубопроводы, узлы учета, узел регуляторов давления, камеры приема и пуска средств очистки и диагностики, совмещенные с узлом подключения к магистральному трубопроводу, узел предохранительных устройств, емкость сбора утечек с погруженным насосом.

Объектами второй группы являются: системы энерго-, водо- и теплоснабжения, водоотведения, автоматики, телемеханики, узел связи, лаборатория, мех мастерские, пожарное депо, гараж, административное здание и т.д.

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС магистрального нефтепровода отличается от технологической схемы головной НПС тем, что не содержит узлов учета, резервуарного парка и подпорной насосной. Соответственно, на таких НПС не выполняются операции учета и хранения нефти.

Состоит из:

I - камеры приема средств очистки и диагностики;

II - площадки фильтров-грязеуловителей;

III - узла предохранительных устройств;

IV - емкости для сброса ударной волны;

V - емкости сбора утечек с погружным насосом;

VI - магистральной насосной;

VII - узла регуляторов давления;

VIII - камеры пуска средств очистки и диагностики.

Необходимо подчеркнуть, что такой состав сооружений промежуточных НПС имеет место только при системе перекачки «из насоса в насос», если: а) они не расположены на границе эксплуатационных участков (и поэтому не являются для них головными); б) на них не производятся операции приема нефти с близлежащих месторождений.

Площадка фильтров-грязеуловителей располагается на входе в НПС. Фильтры-грязеуловители предназначены для улавливания крупных механических частиц, поступающих из магистрального (или подводящего) трубопровода. Количество параллельно включенных фильтров выбирается таким образом, чтобы по мере засорения одних можно было включить в работу

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

другие. О работоспособности фильтров судят по разнице давлений на входе и выходе из них. При увеличении перепада давлений до величины более 0,05 МПа (что свидетельствует об их загрязнении) или уменьшении до величины менее 0,03 МПа (свидетельствует о повреждении фильтрующего элемента) производится переключение на резервный фильтр.

Узел предохранительных устройств служит для предохранения приемного коллектора технологических трубопроводов НПС от чрезмерных давлений на приеме станции, возникающих при ее внезапных отключениях. В качестве предохранительных устройств используются либо система сглаживания волн давления, либо предохранительные сбросные клапаны. Сброс избыточного давления производится в безнапорные технологические емкости.

Соединение насосов на НПС может быть параллельным, последовательным или комбинированным. При параллельном включении насосы имеют общие всасывающий и нагнетательный коллекторы. Поэтому напор группы насосов равен напору одного из них, а подача увеличивается в число раз, равное количеству работающих насосов.

При последовательном включении нефть проходит один насос за другим, получая в каждом из них приращение напора. Для предотвращения работы насосов самих на себя их всасывающая и нагнетательная линии разделены обратным клапаном, который пропускает поток,двигающийся слева направо, но закрывается для потока,двигающегося в обратную сторону.

На современных нефте- и нефтепродуктопроводах параллельное включение чаще применяется для подпорных насосов, а последовательное – для магистральных. Нередко встречается комбинированное (последовательно-параллельное) соединение насосов.

13. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА В ЛЕТНИХ УСЛОВИЯХ

Поскольку летом из-за понижения вязкости нефти изменяется напорная характеристика нефтепровода, а, следовательно, подпоры и напоры на насосных станциях, необходимо проверить, не выходят ли их значения за допустимые пределы. 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.

Определяем режим потока.

Пересчитаем Q_c на летние условия эксплуатации, так как температура в летнее время составляет 20°C , то плотность и вязкость берем из условия для данной температуры:

$$\begin{aligned}\rho_{15,8} &= 865 - 0,68753 \cdot (15,8 - 20) = 867,888 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \\ v_{15,8} &= 13,8 \cdot e^{-0,0467 \cdot (15,8 - 20)} = 16,79 \text{ (сСт)}. \\ Q_q &= \frac{36 \cdot 10^6}{24 \cdot 353 \cdot 867,888 \cdot 10^{-3}} = 4896,129 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \\ Q_c &= \frac{4896,129}{3600} = 1,36 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}\end{aligned}$$

Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 1,36}{3,14 \cdot 0,991 \cdot 16,79 \cdot 10^{-6}} = 104123$$

Т.к. $2300 < \text{Re} < \text{Re}_{\text{пер}}$ ($2300 < 104123 < 198200$), то поток турбулентный в зоне гидравлически гладких труб.

Определяем гидравлический уклон:

$$i = 0,0247 \frac{1,36^{1,75} \cdot (16,79 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,991^{4,75}} = 0,00283$$

Для построения характеристики сети воспользуемся зависимостью (15). Совмещенная характеристика (с зимним и летним режимами работы трубопровода) представлена на Рис.9.

Из совмещенной характеристики следует, что расход в летних условиях возрастает на:

$$\frac{Q_{\text{л}} - Q_{\text{з}}}{Q_{\text{з}}} \cdot 100\% = \frac{5220 - 4930}{4930} \cdot 100\% = 5,9\%$$

Следовательно, для регулирования сети и приведения расхода к проектному в летних условиях можно применить дросселирование.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

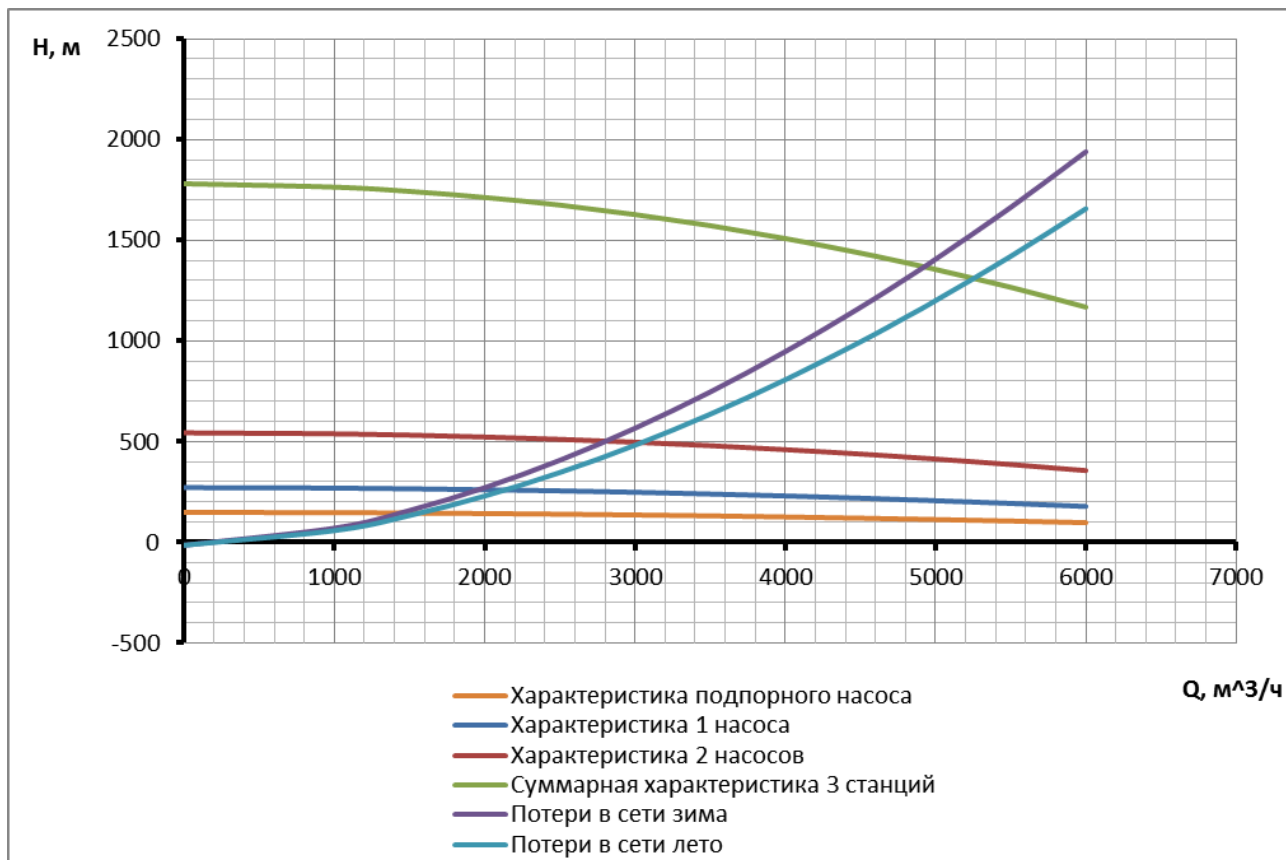


Рис.10 Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода (летние и зимние условия работы)

14. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РАСЧЁТОВ

Сводная таблица

Таблица 16

№п/п	Параметр	Ед. изм	Вариант		
			1	2	3
1	D _н	м	0,82	1,02	1,22
2	Марка стали	-	17Г1С	17Г2СФ	16Г2СФ
3	R _l ^н	МПа	510	540	590
4	m	-	0,6	0,6	0,6
5	k _l	-	1,47	1,47	1,47
6	k _н	-	1	1	1,05
7	R _l	МПа	208,16	220,41	229,35
8	p	МПа	5,8	5,6	5,4
9	n	-	1,15	1,15	1,15
10	d	мм	12,73	14,48	16,08
11	d (станд.)	мм	13	14,5	16,5
12	σ _N	МПа	3,45	11,64	13,29
13	D _{вн}	м	0,794	0,991	1,187
14	Re	-	68783	55110	46010
15	Re ₁ ^{пер}	-	158800	198200	237400
16	Re ₂ ^{пер}	-	7940000	9910000	11870000
17	k _з	м	0,00005	0,00005	0,00005
18	i	м/м	0,0093	0,00325	0,00138
19	Перевальная точка	-	нет	нет	нет
20	L _p	км	410	410	410
21	Δz	м	-49	-49	-49
22	H	м	3837,13	1331,83	557,46
23	H _{стдоп}	м	674,08	650,83	627,59
24	Δh	м	55	55	55
25	n _{ст}	-	7	3	3
26	к _т	-	1	1	1
27	к _{тер}	-	0,99	0,99	0,99
28	K	тыс. у.е.	65715	72940	91084
29	C _з	у.е/кВт ч	0,0128	0,0128	0,0128
30	З _з	тыс. у.е.	7660	3172	3062
31	Э	тыс. у.е.	12659	7359	7946
32	S	тыс. у.е.	22516	18300	21609

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения курсового проекта мы получили знания по:

- правильному выбору рациональных способов транспортирования нефти и нефтепродуктов;
- проведению технологических расчетов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- нормативным требованиям при проектировании объектов нефтепроводной системы;
- технологии эксплуатации магистральных трубопроводов;
- принятию правильных технических решений при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- использованию вычислительной техники при проектировании магистральных трубопроводов.

В результате выполнения работы разработан проект магистрального нефтепровода для перекачки нефти на расстояние 410 км с производительностью 36 млн.т./год в условиях перепада температур от 2,4°C до 15,8°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.

					КП Т 70.05.75 004.019 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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».

					КП Т 70.05.75 004.О19 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		