

**Министерство Высшего и среднего специального
образования Республики Узбекистан**

**Каршинский инженерно-экономический
институт**

Факультет « Нефти и газа »

Методические указания по выполнению

курсового проекта

**на тему: Расчёт магистральных нефтепроводов,
газопроводов .**



Карши – 2010 г.

Составил:

Ф.А. Салохиддинов

Рецензент

Т.Муминов

Содержание

Введение	4
I. Теоретическая часть.....	5
I.1. Основные формулы гидравлического расчёта нефтепроводов.....	5
I.2. Основные формулы гидравлического расчёта магистрального газопровода.....	11
II. Расчётная часть.....	13
II.1. Гидравлический расчёт магистрального нефтепровода.....	13
II.2. Гидравлический расчёт магистрального газопровода.....	15
III. Графическая часть.....	21
III.1. График нефтепровода.....	21
III.2. График газопровода.....	21
IV. Заключение.....	23
V. Литература.....	24

Введение

Нефтепродуктопроводы протяжённостью более 50 км и диаметром более 219 мм называются магистральными.

Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами - при перекачки нефти; нефтепродуктопроводами - при перекачке жидких нефтепродуктов, например: керасин, мазут и т.д.

Магистральные нефте и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со строительными нормами и правилами сооружают диаметром до 1420 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа. Они предназначены для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления - нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на 4 класса:

I класс - трубопроводы диаметром 1420-1000 мм;

II класс - трубопроводы диаметром 1000-500 мм;

III класс - трубопроводы диаметром 500-300 мм;

IV класс - трубопроводы диаметром менее 300 мм.

Нефте и нефтепродуктопроводы по устройству в принципе одинаковы и состоят из трубопровода и насосных станций, располагаемых вдоль трассы трубопровода. Различаются они только отдельными элементами технологических схем магистрального трубопровода.

Основными сооружениями магистрального нефтепровода являются головная перекачивающая станция, промежуточные перекачивающие станции, нефтебаза и трубопроводы с ответвлениями и линейными сооружениями.

I. Теоретическая часть

I.1. Технологический расчёт нефтепроводов

В технологический расчёт трубопроводов входит решение следующих основных вопросов: определение оптимальных параметров трубопровода (диаметр, давление на нефтеперекачивающих станциях, толщина стенки трубы, число насосных станций); расположение перекачивающих станций по трассе трубопровода; расчёт режимов эксплуатации трубопровода.

Исходной величиной для гидравлического расчёта трубопроводов является массовый G или объёмный Q расход нефтепродукта:

$$G = \rho_p Q ,$$

где: ρ_p – расчётная плотность нефтепродукта, вычисляемая по формулам.

Средняя скорость движения нефтепродукта по трубопроводу связана с расходом соотношением:

$$g = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4G}{\pi d^2 \rho_p} ,$$

где: F – площадь поперечного сечения трубы;
 d – внутренний диаметр трубы.

Потери напора на трение h_{TP} в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха :

$$h_{TP} = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{g^2}{2g} ,$$

где: λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 L – длина трубопровода.

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{gd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} = \frac{4Q\rho}{\pi d \eta} = \frac{4G}{\pi d \eta} ,$$

где: ν, η - соответственно кинематическая вязкость и коэффициент динамической вязкости нефтепродукта.

При ламинарном режиме течения, то есть при $Re < 2320$, коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Стокса:

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

При ламинарном движении в трубах некруглого сечения коэффициент гидравлического сопротивления может быть найден по формуле:

$$\lambda = \frac{A_H}{Re_H},$$

где: A_H - коэффициент, численное значение которого зависит от формы поперечного сечения трубы;

Re_H - число Рейнольдса:

$$Re_H = \frac{4r_g}{\nu},$$

где: $r = \frac{F_H}{P_H}$ гидравлический радиус живого сечения трубы;

F_H - площадь живого сечения потока в некруглой трубе;

P_H - периметр смачивания.

В области турбулентного режима течения, различаются 3 зоны течения:

- 1 - гидравлически гладких труб (λ зависит только от Re);
- 2 - смешанного трения (λ зависит от Re и шероховатости труб ε);
- 3 - квадратичного трения (λ зависит только от шероховатости трубы ε).

Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса, найденные на основании экспериментов:

- 1, $2320 < Re < Re_I$
- 2, $Re_I < Re < Re_{II}$
- 3, $Re < Re_{II}$

Переходные числа Рейнольдса Re_I и Re_{II} определяются по формулам:

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}, \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon},$$

где: $\varepsilon = \frac{k_{э\text{кв}}}{d}$ - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость $k_{э\text{кв}}$ и диаметр d .

Для зоны гидравлически гладких труб при $Re \leq 10^3$, коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле **Блазиуса**:

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

Для зоны смешанного трения λ рекомендуется вычислять по формуле **Альтшуля**:

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$$

или **Исаева**:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \lg \left| \frac{6,8}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,14} \right|.$$

В зоне квадратичного трения значение λ рекомендуется определять по формуле **Шифринсона**:

$$\lambda = 0,11 \sqrt[4]{\varepsilon}$$

или **Нукурадзе**:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,74 - 2 \lg 2\varepsilon = 1,14 - 2 \lg \varepsilon.$$

На линейной части трубопровода имеются местные сопротивления - задвижки, повороты, сужения и тому подобные. Потери напора на них определяются по формуле:

$$L_{мс} = \xi_T \frac{g^2}{2g},$$

где: ξ_T - коэффициент местного сопротивления, зависящий как от вида сопротивления, так и от характера течения жидкости.

1- таблица.

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме течения. ξ_T

Вход в трубу:	
с острыми краями	0,5
вдающуюся внутрь резервуара	1
Угольник с углом поворота, градусы:	
45 ⁰	0,44
90 ⁰	1,32
Тройник	0,44
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для нефтепродуктов:	
светлых	1,7
тёмных	2,2
Колено плавное с углом поворота 90 ⁰	0,23
Плавный переход т	0,26
Внезапное расширение потока	1
Кран пробковый	0,4
Вентель:	
обычный	2,5-5
косва	2,5
угловой	0,8
Шаровой клапан	45
Компенсатор П-образный	0,8

Коэффициент гидравлического сопротивления шлангов при турбулентном режиме течения нефтепродуктов:

$$\lambda_{ш} = 0,1.$$

Потери напора на местные сопротивления можно выразить через длину трубопровода, эквивалентную местным сопротивлениям:

$$L_{\text{Э}} = \xi_T \frac{d}{\lambda}.$$

С помощью эквивалентной длины расчёт потерь на трение в трубопроводе с местными сопротивлениями сводится к расчёту потерь на трения в прямой трубе, приведённая длина которой:

$$L_n = L_2 + L_{\text{Э}},$$

где: L_2 - геометрическая длина трубопровода.

В этом случае в формулу **Дарси-Вейсбаха** или **Лейбензона** вместо L необходимо подставить L_n .

Для магистральных трубопроводов потери напора на местные сопротивления незначительны, их принимают равным 1-2% от потерь на трение. Для нефтебазовых и коротких трубопроводов потери на местные сопротивления являются существенными, и их следует рассчитывать по приведённым выше формулам,

Таким образом, полные потери напора в трубопроводе:

$$H = L + L_M + \Delta z = iL + L_M + \Delta z,$$

где: $\Delta z = z_2 - z_1$; z_1, z_2 - геодезические отметки соответственно начала и конца трубопровода.

Необходимое число насосных станций рассчитывают следующим образом. В соответствии с данным при длине магистрального нефтепровода более 800 км предусматривается сооружение резервуарного парка на промежуточных станциях, находящихся на границах эксплуатационных участков. В этом случае длина эксплуатационных участков должна быть не менее 400 км, то есть число эксплуатационных участков:

$$n_{\text{Э}} = L_2 / (400 \div 800),$$

где: L_2 - геометрическая длина трубопровода (включая самотечные участки).

На этих станциях вместимость резервуарного парка должна составлять 0,3-0,5 суточной пропускной способности трубопровода. На них устанавливают подборные насосы, то есть данные станции являются как бы головными для своего эксплуатационного участка.

Исходя из условия однотипности насосов, каждая насосная станция развивает напор:

$$H_1 = \frac{P_1}{\rho_P g},$$

где: P_1 - давление, развиваемое насосами.

1.2. Основные формулы гидравлического расчёта магистрального газопровода

В задачу расчётов магистральных газопроводов входит определение их основных параметров, связанных с технологическим процессом транспорта газа по трубопроводам. Поэтому признаку расчёты эти называют технологическими расчётами магистральных газопроводов. В состав технологических расчётов входит гидравлический расчёт магистрального газопровода, включающий определения падения давления в трубопроводе и расстояний между компрессорными станциями, выбор оптимального диаметра трубопровода и расчёт температурного режима перекачки. Технологические расчёты выполняются в соответствии с действующими нормами проектирования магистральных газопроводов. В результате выполнения технологических расчётов решаются основные технические вопросы наиболее рациональной схеме сооружения магистрального газопровода при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию. В качестве исходных данных для расчёта пользуются химическим составом газа, физической его характеристикой, данными о годовой пропускной способности, общей длиной трассы газопровода, а также температурными параметрами газа. Кроме того, в расчётах учитываются профиль трассы, геологические условия, данные об удалённости от источников энергоснабжения, дорог и так далее. В некоторых случаях в зависимости от назначения и схемы магистрального газопровода пользуются уточнёнными данными годовых и месячных планов транспорта газа с разбивкой их по потребителям, а также учитывают наличие подземных газохранилищ и условий отбора газа из них. При выполнении технологических расчётов в практике проектирования некоторые расчётные параметры

принимают по годовым номограммам и таблицам, приводимым в справочниках и действующих указаниях по расчёту газопроводов. Так, абсолютную среднюю температуру перекачки газа определяют по номограмме в зависимости от пропускной способности, протяжённости трубопровода, а также температурных условий укладки.

При выполнении гидравлического расчёта газопровода определяют падение давления в трубопроводе и расстояние между компрессорными станциями при заданных значениях пропускной способности газопровода и других исходных данных. Пропускной способностью газопровода называется максимальное количество газа, которое может быть перекачена за сутки при поддержании вначале участка максимального возможного давления по условиям прочности газопровода и минимального допустимого давления в конце участка, устанавливаемого от его назначения.

Суточную пропускную способность газопровода q (в млн. м³/сут) определяют по формуле:

$$q = \frac{Q_2}{365 k_2},$$

где: Q_2 - годовой расход газа, то есть количество газа, поступающего в газопровод в течение года (при 20°C и 760 мм.рт.ст.);

k_2 - среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа, принимаемый 0,85 для газопроводов, не имеющих подземных хранилищ и протяжённостью более 300 км (с отбором газа), и 0,75 для газопроводов протяжённостью менее 300 км.

Среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа представляет собой отношение величины среднесуточного за год расхода газа к среднесуточной пропускной способности газопровода за максимальный месяц. Зависимость пропускной способности газопровода от его параметров и физических свойств газа выражается формулой (в млн. м³/сут):

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \Delta T_{cp} z_{cp} l}},$$

где: P_H и P_K - соответственно начальное и конечное давление на участке, кгс/см²;

d - внутренний номинальный диаметр газопровода, мм;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;

Δ - относительная плотность газа по воздуху;

T_{cp} - средняя по длине газопровода температура транспортируемого газа, К;

Z_{cp} - средний коэффициент сжимаемости газа;

l - длина участка, км.

Гидравлическое сопротивление в газопроводе, возникающие движения газа и вызывающие соответствующее падение давления по его длине, определяется в зависимости от режима течения газа по трубопроводу. При этом коэффициент гидравлического сопротивления находят соответственно в зоне работы газопровода.

В первой зоне, характерной течением газа по гладкостенным трубам, коэффициент сопротивления трения не зависит от шероховатости внутренней поверхности и для $Re = (2 - 3) \cdot 10^3$ определяется по формуле:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}.$$

Во второй зоне - области смешанного, переходного режима течения, где λ_{TP} находится в зависимости от критерия Рейнольдса ($Re > 3 \cdot 10^3$) и от относительной шероховатости, то есть

$$\lambda_{TP} = f(Re, \varepsilon), \quad \lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,2}.$$

В третьей зоне, характеризующейся течением по полностью шероховатым трубам или квадратичным законам сопротивления, при больших числах Re , то есть

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{2k}{d} \right)^{0,2};$$

при эквивалентной шероховатости $k=0,03$ мм (для новых труб)

$$\lambda_{TP} = \frac{0,03817}{d^{0,2}}.$$

Расстояние между компрессорными станциями определяется по формулам:

для квадратичного режима:

$$l = \frac{(A d_{вн}^{2,6})^2}{\Delta T_{CP} z_{CP}} \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{q^2};$$

для переходного режима:

$$l = \frac{(A' d_{вн}^{2,6})^2}{\lambda \Delta T_{CP} z_{CP}} \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{q^2},$$

где: l – расчётное расстояние между компрессорными станциями, км;

$A = 1,67 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E$ (при квадратичном режиме),

$A' = 0,332 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E$ (при переходном режиме).

II. Расчётная часть

II.1. Гидравлический расчёт магистрального нефтепровода

Провести технологический расчёт магистрального нефтепровода при диаметре трубопровода $D = 1020$ мм; годовой пропускной способности трубопровода $Q_{год} = 43,8$ млн. т/год; толщина стенки трубопровода $\delta = 10$ мм; длина магистрального трубопровода $L = 1700$ км; разность невелирных отметок конца и начала трубопровода $\Delta z = 200$ м; плотности нефти $\rho_H = 883$ кг/м³; кинематической вязкости нефти $\nu_H = 0,88 \cdot 10^{-4}$ м²/сек; давлении развиваемом насосной станцией $P_1 = 5,162$ МПа; остаточном давлении в конце перегона $P_2 = 0,159$ МПа.

Решение.

1. Находим пропускную способность трубопровода при 350 рабочих днях в году

$$q = \frac{Q}{\rho_n \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600} = \frac{43,8 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{883 \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600} = 1,64 \frac{m^3}{sek};$$

2.Определение скорости движения нефти

$$g = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad \text{м/с}$$

$$g = \frac{4Q}{\pi d_{уч}^2} = \frac{4 \cdot 1.64 \text{ м}^3 / \text{сек}}{3,14 \cdot (1\text{м})^2} = 2.0892 \text{ м / сек} .$$

2.Определим режим течения нефти

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d \nu} , \quad \varepsilon = \frac{k_a}{d} , \quad d = D - 2\delta .$$

$$\text{Re} = \frac{gd}{\nu} = \frac{2.0892 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \cdot 1\text{м}}{0.88 \cdot 10 \text{ м} / \text{сек}} = 23740,59 .$$

$$\text{Re}_I = \frac{10}{\varepsilon} ; \quad \text{Re}_{II} = \frac{500}{\varepsilon} ;$$

3.Определение коэффициента гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}} ;$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\text{Re}^{0.25}} = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{23740.59}} = \frac{0.3164}{12.41} = 0.02549$$

4.Определяем потери напора на трении

$$h_{TP} = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{g^2}{2g} \quad \text{м}$$

5.Определим полную потерю напора по нефтепроводу

$$H = h_M + h_{TP} + \Delta Z = \quad \text{м}$$

$$h_M = 1 \% h_{TP}, \quad \text{М}$$

6. Определяем напор развиваемый одной насосной станцией

$$H_{CT} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_H g} \quad \text{М}$$

7. Определяем необходимое число насосных станций

$$n = \frac{H}{H_{CT}};$$

Так как число насосных станций должно быть целое количество n берём равным.

II.2. Гидравлический расчёт магистрального газопровода

Провести технологический расчёт магистрального газопровода при расходе газа по газопроводу $Q = 6050$ млн m^3 /сут, относительной плотности газа $\Delta = 0,62$, диаметре газопровода $D = 740$ мм, длине трассы газопровода $L = 960$ км, начальном давлении газа $P_H = 7,4$ МПа, конечном давлении газа $P_K = 1,1$ МПа, температуре перекачки газа $T_{CP} = 291$ К, коэффициенте сжимаемости газа $z = 0,91$, толщина стенки трубопровода $\delta = 10$ мм.

Решение:

1. Определить пропускную способность газопровода:

$$q = \frac{Q_z}{365 k_z}$$

$$q = \frac{Q}{365 \cdot K_g} = \frac{6050 \text{ млн } m^3 / \text{сут}}{365 \cdot 0,85} = 19,5. \quad \text{млн, } m^3 / \text{сут}$$

где: $k_z = 0,85$

2. Определить коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{2k}{d} \right)^{0,2}$$

для новых труб $k_3=0,03$ мм

$$d = D - 2\delta$$

$$\lambda_{tp} = 0.067 \cdot \left(2 \cdot \frac{K_3}{d_{ich}} \right)^{0.2} = 0.067 \cdot \left(2 \cdot \frac{0.03mm}{720mm} \right)^{0.2} =$$

$$0.067 \cdot (0.0000602)^{1/5} = 0.067 \cdot \sqrt[5]{0.0077588} = 0.067 \cdot 0.198 = 0.013266$$

3. Определить параметры учитывающие квадратичное течение газа по трубопроводу:

$$A = 1,67 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E$$

где: α - отклонение режима течения газа от квадратичного (определяется по графику), $\alpha=1$;

φ - коэффициент учитывающий наличие в газопроводе от клапанных колец. При их отсутствии $\varphi=1$.

E - коэффициент эффективности учитывающий состояние внутренних стенок газопровода, влияющий на гидравлическое сопротивление - засорённость газопровода, увеличенное число составных сопротивлений для новых труб $E=1$.

$$\begin{aligned} (A \cdot d_{вн}^{2.6})^2 &= (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720mm^{2.6})^2 = (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720^{13/5})^2 = \\ &= (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt[5]{720^{13}})^2 = (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720^2 \cdot \sqrt[5]{(7.2 \cdot 10^2)^3})^2 = \\ &= (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720^2 \cdot \sqrt[5]{373.25 \cdot 10^6})^2 = (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720^2 \cdot 10^5 \sqrt[5]{3732.5})^2 = \\ &= (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720^2 \cdot 10 \cdot 5.2)^2 = (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 26956800)^2 = \\ &= (1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 26.9568 \cdot 10^6)^2 = (45.02)^2 = 2026,6. \end{aligned}$$

4. Определить сопротивление между компрессорными станциями.

$$l = \frac{(A \cdot d^{2,6})^2}{\Delta \cdot T_{CP} \cdot z} + \frac{P_H^2 - P_K^2}{q^2}$$

$$l = \frac{(A \cdot d_{ich}^{2,6})^2}{\Delta \cdot T \cdot z} \cdot \frac{P_b^2 - P_{oh}^2}{q^2} = \frac{(1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720 \text{ mm}^{2,6})^2}{0.62 \cdot 291 \cdot 0.91} \cdot \frac{(74^2 - 11^2) \text{ atm}}{(19.5)^2} =$$

$$= \frac{(1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 2695800)^2}{164.18} \cdot \frac{5355}{19.5^2} = 12.344 \cdot 14.084 = 173.85 \text{ km}.$$

5. Определить число компрессорных станций.

$$m_o = \frac{L}{l_{теор.}} = \frac{960 \text{ km}}{173.85 \text{ km}} = 5.52 \approx 6 \text{ } \varnothing .$$

6. Определить фактическую длину перегона

$$l_{\phi} = \frac{L}{m_o} = \frac{960 \text{ km}}{6} = 160 \text{ km}$$

7. Определить в этом случае конечное давление в газопроводе.

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - \frac{\Delta \cdot T_{CP} \cdot z \cdot q^2 \cdot l_{\phi}}{(A \cdot d^{2,6})^2}},$$

$$P_K = \sqrt{(74 \text{ atm})^2 - \frac{0.62 \cdot 291 \text{ K} \cdot 0.91 \cdot (19.5 \text{ m ln} \cdot \text{ m}^3 / \text{ sut})^2 \cdot 160 \text{ km}}{(1.67 \cdot 10^{-6} \cdot 720 \text{ mm}^{2,6})^2}} =$$

$$= \sqrt{(74 \text{ atm})^2 - \frac{9988844.8}{2026.6} (\text{ atm})^2} = \sqrt{(74 \text{ atm})^2 - 4928.87} =$$

$$= \sqrt{5476 \text{ atm}^2 - 4928.87 \text{ atm}^2} = \sqrt{547.13} = 23.39 \text{ atm} = 2.3 \text{ МПа}.$$

8. Определить степень сжатия газа

$$\varepsilon = \frac{P_H}{P_K} = \frac{7.4 \text{ МПа}}{2.3 \text{ МПа}} = 3.22$$

9. Определение падения давления на одном участке

$$P_x = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{l_\phi}};$$

1) $x_1=0$ km

$$P_1 = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x_1}{l_{\text{наг}}}} = \sqrt{(7.4 \text{ МПа})^2 - (7.4 \text{ МПа}^2 - 2.3 \text{ МПа}^2) \frac{0}{160 \text{ km}}} = 7.4 \text{ МПа}.$$

1) $x_2=20$ km

$$P_2 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \cdot \frac{20 \text{ km}}{160 \text{ km}}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{1}{8}} = \sqrt{54.76 - 6.18} = \sqrt{48.567} = 6.969 \text{ МПа}.$$

2) $x_3=40$ km

$$P_3 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \frac{40}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{1}{4}} = 6.511 \text{ МПа}$$

3) $x_4=60$ km

$$P_4 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \frac{60}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{3}{8}} = 6.017 \text{ МПа}.$$

4) $x_5=80$ km

$$P_5 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \frac{80}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{1}{2}} = 5.479 \text{ МПа}.$$

5) $x_6=100$ km

$$P_6 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \frac{100}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{5}{8}} = 4.883 \text{ МПа}$$

14) $x_7=120$ km

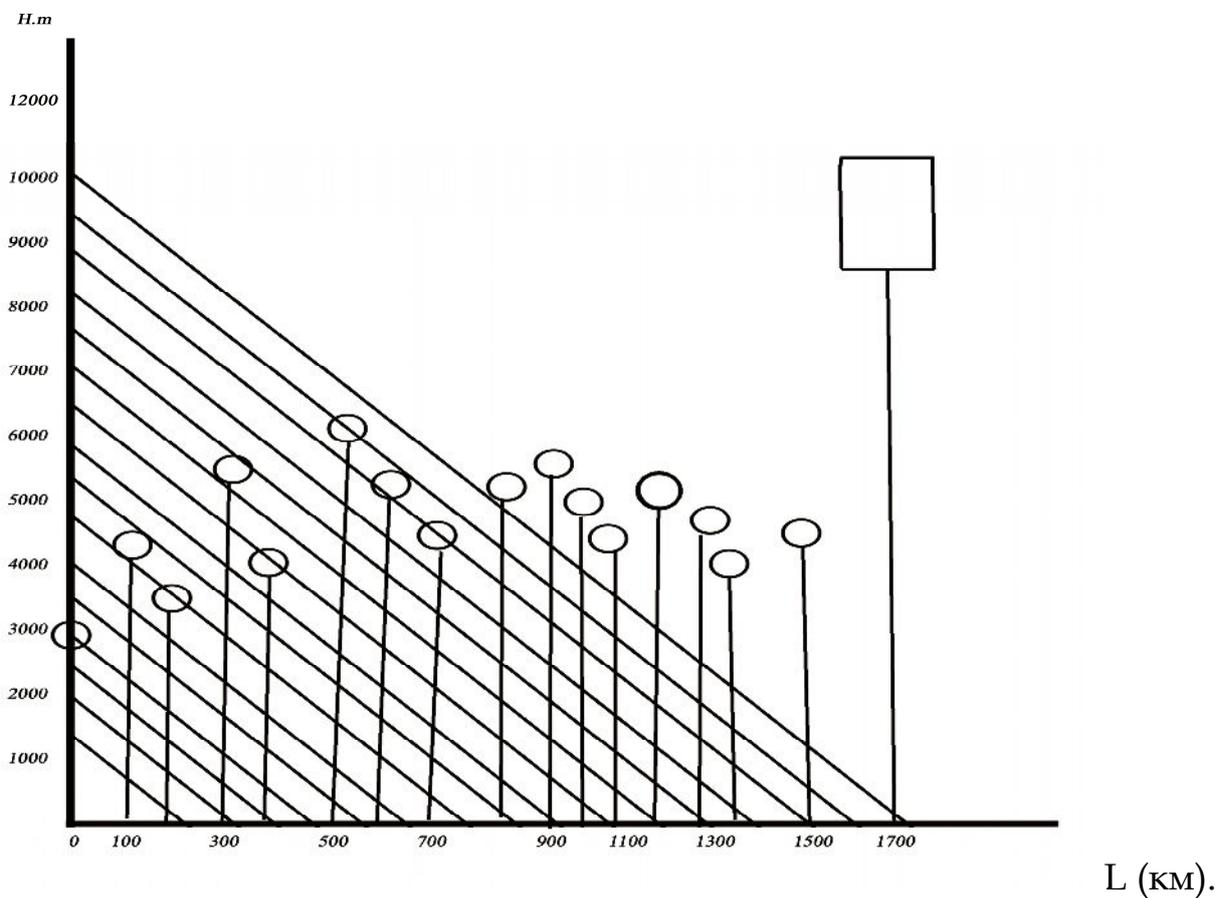
$$P_7 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \cdot \frac{120}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{3}{4}} = 4.202 \text{ МПа.}$$

15) $x_8=140$ km

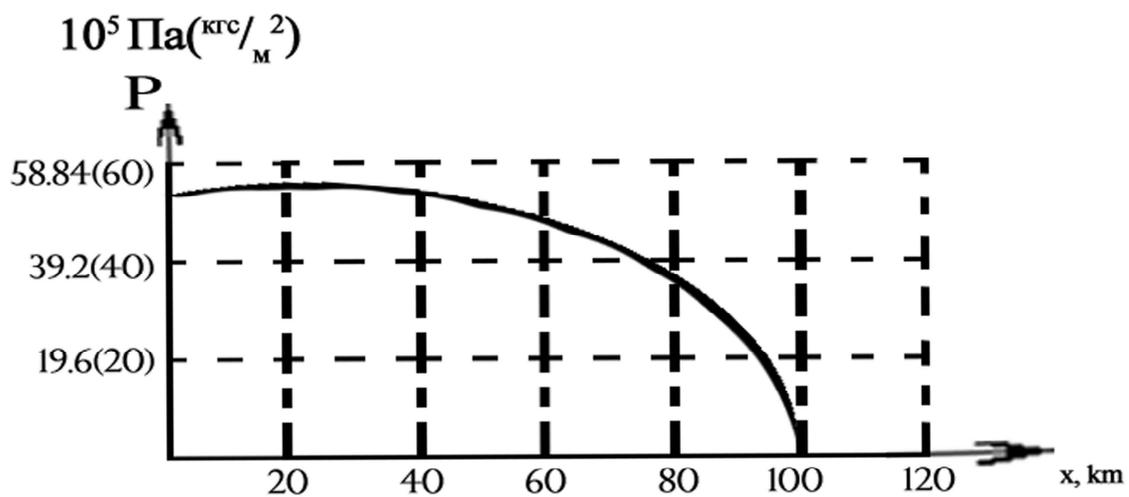
$$P_8 = \sqrt{7.4^2 - (7.4^2 - 2.3^2) \cdot \frac{170}{160}} = \sqrt{54.76 - 49.47 \cdot \frac{7}{8}} = 3.386 \text{ МПа.}$$

III. Графическая часть

III.1. График магистрального нефтеровода



III.2. График участка магистрального газопровода



I-задание . Технологический расчет нефтепровода.

вариант	Диаметр трубопровода.	Годовая пропускная способность трубопровода.	Толщина стенки трубопровода.	Длина магистрального нефтепровода.	Разность невелирных отметок конца и начала трубопровода.	Плотность нефти.	Кинематическая вязкость нефти.	Давление развиваемое насосной станцией.	Остаточное давление в конце перегона.
	D	Q _{год}	δ	L	Δz	ρ _н	ν _н	P ₁	P ₂
	мм	млн. т./год.	мм	км	мм	кг/м ³	10 ⁻⁴ м ² /сек	МПа	МПа
1	920	34	11	1220	250	882	0,75	5,462	0,104
2	1020	46	11	1440	170	878	0,88	5,356	0,127
3	1220	73	12	2225	100	848	0,93	5,612	0,186
4	1020	44	10	1800	120	851	0,87	6,546	0,189
5	920	36	10	1310	250	868	0,72	5,853	0,149
6	1220	72	12	2575	210	849	0,62	5,806	0,152
7	1020	47	11	1925	180	824	0,78	5,628	0,135
8	920	35	10	1320	150	892	0,86	6,438	0,163
9	1020	45	11	1560	90	862	0,66	6,227	0,171
10	1220	74	11	2355	145	840	0,55	6,189	0,157
11	1020	48	11	1930	130	876	0,83	6,084	0,127
12	1220	78	12	2175	200	884	0,9	6,619	0,142
13	1220	70	12	2215	220	867	0,48	5,806	0,132
14	1020	42	11	1865	260	890	0,6	5,385	0,142
15	1020	49	11	1780	110	882	0,64	5,448	0,117
16	1220	71	9	2010	80	845	0,58	5,950	0,143
17	920	38	10	1800	120	452	0,65	5,890	0,183
18	1020	49	11	2152	142	862	0,67	6,123	0,167
19	1220	68	12	2310	135	896	0,84	6,342	0,195
20	920	33	11	1680	126	830	0,67	6,185	0,196
21	1020	46	10	2500	108	854	0,87	6,358	0,187
22	1220	74	10	2400	156	861	0,73	6,243	0,155

II - Задание курсового проекта

вариант	Расход газа по газопроводу, Q	Относительный плотность газа Δ	Диаметр газопровода , D	Длина трассе газопровод , L	Начальное давления газа, Pн	Конечное давления газа, Pк	Средняя температура перекачки газа, Tср	Коэффициент сжимаемости, Z	Толщина стенки трубопроводу , б
	млн.м ³ /сут	-	мм	км	МПа	МПа	К	-	мм
1	1100	0,57	426	420	6,6	0,82	288	0,82	9
2	1300	0,63	426	530	5,8	0,6	286	0,86	10
3	1800	0,70	529	540	6,4	0,7	292	0,93	11
4	1200	0,76	529	825	6,9	0,84	293	0,76	11
5	2000	0,82	529	1075	6,2	0,74	287	0,78	11
6	2100	0,65	529	1140	5,8	0,67	283	0,79	12
7	2200	0,88	529	1170	6,8	0,87	290	0,96	12
8	2300	0,72	529	1425	6,7	0,78	296	0,77	11
9	1050	0,80	426	920	5,69	0,57	295	0,92	10
10	1150	0,75	426	1085	5,7	0,62	300	0,84	9
11	1720	0,91	529	875	6,3	0,83	305	0,72	10
12	1830	0,86	529	480	6,9	0,9	299	0,89	11
13	2050	0,84	529	1300	5,9	0,82	297	0,91	12
14	2070	0,59	529	1425	6,2	0,92	310	0,94	12
15	980	0,68	377	1220	6,65	0,9	312	0,85	9
20	5550	0,57	630	1700	6,35	1,35	289	0,91	9
21	5600	0,62	630	1750	6,45	1,05	290	0,92	9
22	5670	0,64	720	1800	7,15	0,95	291	0,93	11
23	5700	0,62	720	1850	7,35	0,96	292	0,94	11
24	5750	0,58	820	1825	7,45	0,98	293	0,95	12
25	5800	0,50	720	1900	7,55	0,97	294	0,96	11
26	5900	0,49	820	1925	6,28	0,96	295	0,97	12

IV. Заключение

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является одной из основных мест экономики страны. Между добычей и переработкой нефти и газа находится важное звено ТЭК – магистральные трубопровод. По трубопроводу транспортируется: вода, нефть, нефтепродукты, газ, конденсат, сыпучие материалы и так далее. Работа трубопроводной системы должна быть связана и согласована с железнодорожным, речным и автомобильным транспортом.

При больших массах транспортируемых нефтегрузов, хранение их стало большой народохозяйственной проблемой. Необходимость хранения нефти и газа обусловлена неравномерностью их потребления. Чем больше количество нефтепродуктов и газа необходимо хранить, тем больше потери их от испорения и других причин. Только разветлённая сеть трубопроводов в чёткой согласованности с другими видами транспорта позволят хранить минимальное необходимое количество нефтепродуктов и газа.

У.Литература

1. Бунчик Н.А. «Транспорт и хранения нефти, нефтепродуктов и газа» Недрa 1977г.
2. Тугунов П.И. и др. «Транспорт и хранения нефти и газа» Недрa 1975г.
3. Арзунян А.С. «Сооружение нефтехранилищ» Недрa 1986г.
4. Требин Ф.А. «Добыча природного газа» Недрa 1991г.
5. Яковлев Е.И. «Газовые сети и газохранилища» Недрa 1991г.
6. Ширковский А.Н. и др. «Добыча и подземные хранилища газа» Недрa 1974г.
7. Тугунов П.И. и др. «Типовые расчёты по проектированию и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» Недрa 1981г.
8. <http://www.studentu.ru/>
9. <http://www.ngfr.ru>
10. <http://dobi.oglib.ru/>

