

**XXXXXXX Государственный  
Технический Университет им. XXXXXXXX**  
Факультет \_\_\_\_\_ МТК \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_

**РАСЧЁТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ  
ЗАПИСКА**

к курсовому проекту на тему:  
«Гидравлический расчет  
магистрального газопровода»

**Записка с сайта: <http://nviktor.com>**

Выполнил студент группы XXX - 00  
Назаров В.Н.

Проверил Иванова И.И.

XXXXXXX 20XX г.

## Содержание:

1. Задание.
2. Введение.
3. Исходные данные.
4. Определение диаметра газопровода и числа компрессорных станций.
  - 4.1 Расчет физических свойств перекачиваемого газа.
  - 4.2 Выбор рабочего давления, типа ГПА и определение диаметра газопровода.
  - 4.3 Определение расстояния между компрессорными станциями и числа КС.
5. Экономическое обоснование выбора диаметра газопровода.
  - 5.1 Капитальные затраты в линейную часть.
  - 5.2 Капитальные затраты на сооружение КС.
  - 5.3 Капитальные затраты.
  - 5.4 Затраты на эксплуатацию линейной части.
  - 5.5 Затраты на эксплуатацию КС.
  - 5.6 Эксплуатационные затраты.
  - 5.7 Приведенные годовые затраты.
6. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участков газопровода между КС.
  - 6.1 Уточнение расстояния между КС с учетом расхода топливного газа на собственные нужды.
  - 6.2 Расчет первого участка газопровода.
7. Расчет режима работы КС.
8. Определение аккумулирующей способности последнего участка газопровода.  
Литература.

### 1. Задание.

Спроектировать магистральный газопровод по следующим данным:

Месторождение газа - Юбилейное;

Годовая производительность  $Q_{Г} = 18$  млрд. м<sup>3</sup>/Г;

Длина газопровода  $L = 980$  км;

Разработать:

Гидравлический расчет магистрального газопровода, расстановку компрессорных станций;

Рабочие чертежи магистрального газопровода.

### 2. Введение.

Магистральный газопровод имеет ряд отличительных особенностей, которые характеризуются свойствами перекачиваемого газа, а именно сжимаемостью газа, изменением его температуры при сжатии.

Расчет магистрального газопровода, по которому прокачивается газ или смесь газов, включает решение следующих основных вопросов:

1. Обработка первичных данных, пользуясь основными законами и формулами термодинамики для смеси газов.
2. Определение расчетной пропускной способности газопровода.
3. Выбор типа машин и их числа.
4. Определение средних параметров перекачки газа.
5. Гидравлический расчет газопровода.
6. Выбор оптимального диаметра газопровода.

### 3. Исходные данные.

Природные газы всегда состоят из смеси газов. Свойства смеси газов определяем по характеристикам индивидуальных составляющих, которые вносим в таблицу 1.

Таблица 1

Свойства газа

Компоненты	Концентрация, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса, кг/моль
	а	с	М
Метан CH <sub>4</sub>	98.4	0.669	16.04
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.07	1.264	30.07
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.01	1.872	44.09
Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0	2.519	58.12
Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0	3.228	72.15
Двуокись углерода CO <sub>2</sub>	0.4	1.8423	44.01
Сероводород H <sub>2</sub> S	0	1.434	34.02
Азот N <sub>2</sub>	1.1	1.1651	28.02

В исходных данных заданы:

Месторождение газа	Юбилейное
Годовая производительность	
$Q_{\text{год}}$ (млн м <sup>3</sup> /год)	18000
Длина газопровода	
$L$ (км)	980
Средняя годовая температура окружающей среды на глубине заложения газопровода	
$T_o$ (К)	272
Температура газа на входе в линейный участок	
$T_n$ (К)	303
Средняя годовая температура воздуха	
$T_{\text{возд}}$ (К)	278.5
Рельеф	спокойный
Разница высот не более (м)	100
плотность воздуха при стандартных условиях	
$\rho_{\text{возд}}$ (кг/м <sup>3</sup> )	1.206
С учетом рекомендаций по проектированию в качестве рабочего давления в газопроводе выбираем	
$P$ (Мпа)	7.5
Универсальная газовая постоянная	
$R'$ (Дж/(кмоль*К))	8314.3
Оценочный коэффициент пропускной способности	
$k_n$	0.9

#### 4. Определение диаметра газопровода и числа компрессорных станций.

##### 4.1 Расчет физических свойств перекачиваемого газа.

Плотность газа при стандартных условиях (293 К и 0,101325 МПа) определяем по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{\text{ст}} = c_1 * a_1 + c_2 * a_2 + c_3 * a_3 + c_4 * a_4 + c_5 * a_5 + c_6 * a_6 + c_7 * a_7 + c_8 * a_8 \text{ (кг/м}^3\text{)}$$

Определяем молярную массу

$$M_{\text{ст}} = M_1 * a_1 + M_2 * a_2 + c_3 * M_3 + M_4 * a_4 + M_5 * a_5 + M_6 * a_6 + M_7 * a_7 + M_8 * a_8 \text{ (кг/м}^3\text{)}$$

Определяем газовую постоянную

$$R = R' / M_{\text{ст}} \text{ (Дж/(кг*К))}$$

Для природных газов с содержанием метана 85 % и более определяем:

псевдокритическую температуру

$$T_{\text{пк}} = 155,24 * (0.564 + \rho_{\text{ст}}) \text{ (К)}$$

псевдокритическое давление

$$P_{\text{пк}} = 0.1773 * (26.831 - \rho_{\text{ст}}) \text{ (МПа)}$$

Определяем относительную плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \rho_{\text{ст}} / \rho_{\text{возд}}$$

##### 4.2 Выбор рабочего давления, типа ГПА и определение диаметра газопровода.

Таблица 2

## Ориентировочные значения диаметра газопровода

D (мм)	Годовая производительность $Q_{\text{год}}$ , млрд.м <sup>3</sup> /год	
	$P_{\text{наг}} = 5.5$ МПа $P_{\text{вс}} = 3.8$ МПа	$P_{\text{наг}} = 7.5$ МПа $P_{\text{вс}} = 5.1$ МПа
500	1.6-2.0	2.2-2.7
600	2.6-3.2	3.4-4.1
700	3.8-4.5	4.9-6.0
800	5.2-6.4	6.9-8.4
1000	9.2-11.2	12.1-14.8
1200	14.6-17.8	19.3-23.5
1400	21.5-26.4	28.4-34.7

Исходя из заданной годовой производительности и выбранного рабочего давления, по таблице 2 определяем ориентировочное значение диаметра газопровода

$D_{2 \text{ пред}}$  (мм) 1200

Для экономического обоснования выбора диаметра газопровода принимаем ближайший меньший и ближайший больший диаметры

$D_{1 \text{ пред}}$  (мм) 1000

$D_{3 \text{ пред}}$  (мм) 1400

Определяем суточную производительность газопровода

$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{год}} / (365 * k_n)$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 54.79

По данным пропускной способности выбираем основное оборудование.

Технические характеристики ГПА с газотурбинным приводом.

Тип газоперекачивающего агрегата ГТК-10-3

Основные данные газовой турбины:

Номинальная мощность

$N_n$  (кВт) 10000

КПД газотурбинной установки (%) 28

Частота вращения силового вала (диапазон)

$n_{\text{min}}$  (об/мин) 3300.0

$n_{\text{max}}$  (об/мин) 5000.0

Температура продуктов сгорания перед газовой турбиной (°С) 780

Основные данные центробежных нагнетателей:

Тип нагнетателя 370-16-1

Подача

$Q_{n \text{ сут}}$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 32.6

Номинальная частота вращения (об/мин)

$n_n$  (об/мин) 4800

Давление на входе в нагнетатель (Мпа)

$P_{\text{вх}}$  (Мпа) 5.59

Конечное давление на выходе последнего нагнетателя

$P_{\text{вых}}$ (Мпа)	7.21		
Степень сжатия нагнетателя	1.44		
Политропический КПД нагнетателя (%)	85		
Принимаем к установке газотурбинные агрегаты в количестве рабочие			
$i_{\text{раб}}$	2		
резервные			
$i_{\text{рез}}$	1		
Рабочие нагнетатели работают	параллельно		
Для строительства газопровода принимаем трубы			
$D_{1 \text{ нар}}$ (мм)	1020		
трубный завод	Харцызский		
материал	ТУ 14-8-16-99		
коэффициент надежности по материалу, зависящий от способа изготовления трубы, принимаем по таблице 9 СНиП 2.05.06-86	10Г2СБ		
$k_{1-1}$	1.34		
нормативное сопротивление - временное сопротивление стали на разрыв			
$R''_{1-1}$	590		
категория трубопровода при прокладке	IV		III
коэффициент условий работы, зависящий от категории участка газопровода, принимаем по таблице 1 СНиП 2.05.06-85			
$m_{1-1}$	0.9		
коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от давления, принимаем по таблице 11 СНиП 2.05.06-85			
$k_{\text{н-1}}$	1.00		
$D_{2 \text{ нар}}$ (мм)	1220		
трубный завод	Харцызский		
материал	ТУ 14-3-1938-2000		
коэффициент надежности по материалу, зависящий от способа изготовления трубы, принимаем по таблице 9 СНиП 2.05.06-86	10Г2ФБ		
$k_{1-2}$	1.34		
нормативное сопротивление - временное сопротивление стали на разрыв			
$R''_{1-2}$	588		
категория трубопровода при прокладке	III		III
коэффициент условий работы, зависящий от категории участка газопровода, принимаем по таблице 1 СНиП 2.05.06-85			
$m_{1-2}$	0.9		
коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от давления, принимаем по таблице 11 СНиП 2.05.06-85			
$k_{\text{н-2}}$	1.05		
$D_{3 \text{ нар}}$ (мм)	1420		

трубный завод	Харьковский ТУ 14-3-1938-2000 10Г2ФБ	
материал		
коэффициент надежности по материалу, зависящий от способа изготовления трубы, принимаем по таблице 9 СНиП 2.05.06-86		
$k_{1-3}$		1.34
нормативное сопротивление - временное сопротивление стали на разрыв		
$R''_{1-3}$		588
категория трубопровода при прокладке	III	III
коэффициент условий работы, зависящий от категории участка газопровода, принимаем по таблице 1 СНиП 2.05.06-85		
$m_{1-3}$		0.9
коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от давления, принимаем по таблице 11 СНиП 2.05.06-85		
$k_{н-3}$		1.10
Для принятых диаметров определяем значения расчетного сопротивления металла труб		
$R_{1-1} = R''_{1-1} * m_{1-1} / (k_{1-1} * k_{н-1})$ (МПа)		396.3
$R_{1-2} = R''_{1-2} * m_{1-2} / (k_{1-2} * k_{н-2})$ (МПа)		376.1
$R_{1-3} = R''_{1-3} * m_{1-3} / (k_{1-3} * k_{н-3})$ (МПа)		359.0
Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе		
$n_1$		1.1
Определяем толщину стенок труб газопровода		
$\delta_{1 \text{ пред}} = n_1 * P_{\text{вых}} * D_{1 \text{ нар}} / (2 * (R_{1-1} + n_1 * P))$ (мм)		10.0
$\delta_{2 \text{ пред}} = n_1 * P_{\text{вых}} * D_{2 \text{ нар}} / (2 * (R_{1-2} + n_1 * P))$ (мм)		12.6
$\delta_{3 \text{ пред}} = n_1 * P_{\text{вых}} * D_{3 \text{ нар}} / (2 * (R_{1-3} + n_1 * P))$ (мм)		15.3
Принимаем стенки труб стандартных размеров		
$\delta_1$ (мм)		10.0
$\delta_2$ (мм)		13.0
$\delta_3$ (мм)		16.0
Определяем внутренний диаметр труб газопровода		
$D_{1 \text{ вн}} = D_{1 \text{ нар}} - 2 * \delta_1$ (мм)		1000
$D_{2 \text{ вн}} = D_{2 \text{ нар}} - 2 * \delta_2$ (мм)		1194
$D_{3 \text{ вн}} = D_{3 \text{ нар}} - 2 * \delta_3$ (мм)		1388

#### 4.3 Определение расстояния между компрессорными станциями и числа КС.

Таблица 3

## Потери давления газа на КС.

Давление в газопроводе (избыточное) (МПа)	Потери давления газа на КС (МПа)		
	на всасывании $\delta P_{вх}$		на нагнетании $\delta P_{вых}$
	при 1 ступенчатой очистке газа	при 2 ступенчатой очистке газа	
5.4	0.08	0.13	0.07
7.35	0.12	0.19	0.11
9.81	0.13	0.21	0.13

Исходя из технических характеристик ГПА, определяем значения начального и конечного давления на линейном участке между КС.

Потери давления газа на КС на нагнетании

$$\delta P_{вых} \text{ (МПа)} \quad 0.11$$

Потери давления в системе охлаждения газа, включая его обвязку при охлаждении газа в аппаратах воздушного охлаждения (АВО)

$$\delta P_{охл} \text{ (МПа)} \quad 0.06$$

Определяем значение начального давления на линейном участке между КС

$$P_{н} = P_{вых} - (\delta P_{вых} + \delta P_{охл}) \text{ (МПа)} \quad 7.04$$

Потери давления газа на КС на всасывании

$$\delta P_{вх} \text{ (МПа)} \quad 0.12$$

Определяем значение конечного давления на линейном участке между КС при одноступенчатой очистке газа

$$P_{к} = P_{вх} + \delta P_{вх} \text{ (МПа)} \quad 5.71$$

Определяем среднее давление

$$P_{ср} = 2/3 * (P_{н} + P_{к}^2 / (P_{н} + P_{к})) \text{ (МПа)} \quad 6.40$$

Определяем ориентировочное значение средней температуры

$$T_{ср} = (T_{о} + T_{н}) / 2 \text{ (К)} \quad 287.50$$

Определяем приведенные значения давления и температуры

$$P_{пр} = P_{ср} / P_{пк} \quad 1.38$$

$$T_{пр} = T_{ср} / T_{пк} \quad 1.49$$

Определяем коэффициент сжимаемости

$$z_{ср} = 1 - (0.0241 * P_{пр} / (1 - 1.68 * T_{пр} + 0.78 * T_{пр}^2 + 0.0107 * T_{пр}^3)) \quad 0.87$$

Определяем коэффициент динамической вязкости

$$\mu = 5.1 * 10^{-6} * (1 + \rho_{ст} * (1.1 - 0.25 * \rho_{ст})) * (0.037 + T_{пр} * (1 - 0.104 * T_{пр})) * (1 + P_{пр}^2 / (30 * (T_{пр} - 1))) \text{ (Па*с)} \quad 0.00001218$$

Для определения режима течения в трубах найдем числа Рейнольдса

$$Re_1 = 17.75 * Q_{сут} * \Delta / (D_{1вн} * \mu) \quad 44984300$$

$$Re_2 = 17.75 * Q_{сут} * \Delta / (D_{2вн} * \mu) \quad 37675293$$

$$Re_2 = 17.75 * Q_{сут} * \Delta / (D_{3вн} * \mu) \quad 32409438$$

Принимаем эквивалентную шероховатость для новых труб без внутреннего антикоррозионного покрытия



k (мм)	0.03
Определяем коэффициент гидравлического сопротивления трению	
$\lambda_{1\text{ тр}}=0.067*(158/Re_1+2*k/D_{1\text{ вн}})^{0.2}$	0.00970
$\lambda_{2\text{ тр}}=0.067*(158/Re_2+2*k/D_{2\text{ вн}})^{0.2}$	0.00940
$\lambda_{3\text{ тр}}=0.067*(158/Re_3+2*k/D_{3\text{ вн}})^{0.2}$	0.00917
Коэффициент гидравлической эффективности, принимается по результатам расчетов диспетчерской службы в соответствии с отраслевой методикой; при отсутствии этих данных коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0.95	
$E_r$	0.95
Определяем значения коэффициентов гидравлических сопротивлений с учетом местных сопротивлений и коэффициента гидравлической эффективности	
$\lambda_1=1.05*\lambda_{1\text{ тр}}/E_r^2$	0.01128
$\lambda_2=1.05*\lambda_{2\text{ тр}}/E_r^2$	0.01094
$\lambda_3=1.05*\lambda_{3\text{ тр}}/E_r^2$	0.01067
Определяем длину линейного участка между компрессорными станциями	
$L_1=105.087^2*D_{1\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_k^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_1*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	39.06
$L_2=105.087^2*D_{2\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_k^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_2*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	97.75
$L_3=105.087^2*D_{3\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_k^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_3*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	212.71
По той же формуле определяем длину последнего перегона, приняв давление в конце газопровода	
$P_{\text{мин}}$ (МПа)	2.00
$L_{1\text{ к}}=105.087^2*D_{1\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_{\text{мин}}^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_1*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	104.94
$L_{2\text{ к}}=105.087^2*D_{2\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_{\text{мин}}^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_2*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	262.63
$L_{3\text{ к}}=105.087^2*D_{3\text{ вн}}^5*(P_n^2-P_{\text{мин}}^2)/(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_3*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср}})$	571.52
Определяем необходимое число КС	
$n_{1\text{ кс пред}}=(L-L_{1\text{ к}})/L_1+1$	23.40
$n_{2\text{ кс пред}}=(L-L_{2\text{ к}})/L_2+1$	8.34
$n_{3\text{ кс пред}}=(L-L_{3\text{ к}})/L_3+1$	2.92
Округляем расчетное число КС до целого числа в большую сторону	
$n_{1\text{ кс}}$	24.00
$n_{2\text{ кс}}$	9.00
$n_{3\text{ кс}}$	3.00

## 5. Экономическое обоснование выбора диаметра газопровода.

Проведем экономическое сравнение рассматриваемых диаметров (вариантов) по укрупненным показателям.

### 5.1 Капитальные затраты в линейную часть.

Справочная стоимость строительства 1 км трубопровода	
$C_{1\text{лс}}$ (млн тнГ/км)	13.36
$C_{2\text{лс}}$ (млн тнГ/км)	17.90
$C_{3\text{лс}}$ (млн тнГ/км)	26.40
при толщине стенки трубы	
$\delta_{1\text{с}}$ (мм)	12.0
$\delta_{2\text{с}}$ (мм)	12.9
$\delta_{3\text{с}}$ (мм)	15.7
Определяем стоимость строительства 1 км трубопровода для принятых труб	
$C_{1\text{л}}=0.5*C_{1\text{лс}}*(1+\delta_1/\delta_{1\text{с}})$ (млн тнГ/км)	12.24
$C_{2\text{л}}=0.5*C_{2\text{лс}}*(1+\delta_2/\delta_{2\text{с}})$ (млн тнГ/км)	17.97
$C_{3\text{л}}=0.5*C_{3\text{лс}}*(1+\delta_3/\delta_{3\text{с}})$ (млн тнГ/км)	26.66
Определяем стоимость строительства линейной части трубопровода	
$K_{1\text{л}}=C_{1\text{л}}*L$ (млн тнГ)	11998.14
$K_{2\text{л}}=C_{2\text{л}}*L$ (млн тнГ)	17606.06
$K_{3\text{л}}=C_{3\text{л}}*L$ (млн тнГ)	26123.64

## 5.2 Капитальные затраты на сооружение КС.

Стоимость строительства площадки	
$K_o$ (млн тнГ)	385.00
Стоимость агрегата	
$K_i$ (млн тнГ)	77.00
Определяем стоимость строительства одной КС	
$C_{\text{ст}}=K_o+K_i*(i_{\text{раб}}+i_{\text{рез}})$ (млн тнГ)	616.00
Определяем стоимость строительства всех КС	
$K_{1\text{кс}}=C_{\text{ст}}*n_{1\text{кс}}$ (млн тнГ)	14784.00
$K_{2\text{кс}}=C_{\text{ст}}*n_{2\text{кс}}$ (млн тнГ)	5544.00
$K_{3\text{кс}}=C_{\text{ст}}*n_{3\text{кс}}$ (млн тнГ)	1848.00

## 5.3 Капитальные затраты.

Определяем полные капитальные затраты	
$K_1=K_{1\text{л}}+K_{1\text{кс}}$ (млн тнГ)	26782.14
$K_2=K_{2\text{л}}+K_{2\text{кс}}$ (млн тнГ)	23150.06
$K_3=K_{3\text{л}}+K_{3\text{кс}}$ (млн тнГ)	27971.64

## 5.4 Затраты на эксплуатацию линейной части.

Стоимость эксплуатации 1 км трубопровода в год	
$C_{1\text{эл}}$ (млн тнГ/(км*год))	0.601
$C_{2\text{эл}}$ (млн тнГ/(км*год))	0.806

$C_{3\text{эл}}$ (млн тнГ/(км*год))	1.188
Определяем стоимость эксплуатации линейной части трубопровода	
$\mathcal{E}_{1\text{л}}=C_{1\text{эл}}*L$ (млн тнГ/год)	588.98
$\mathcal{E}_{2\text{л}}=C_{2\text{эл}}*L$ (млн тнГ/год)	789.39
$\mathcal{E}_{3\text{л}}=C_{3\text{эл}}*L$ (млн тнГ/год)	1164.24

### 5.5 Затраты на эксплуатацию КС.

Стоимость эксплуатации площадки	
$\mathcal{E}_o$ (млн тнГ/год)	36.50
Стоимость эксплуатации агрегата	
$\mathcal{E}_i$ (млн тнГ/год)	25.00
Определяем стоимость эксплуатации одной КС	
$\mathcal{E}_{\text{ст}}=\mathcal{E}_o+\mathcal{E}_i*(i_{\text{раб}}+i_{\text{рез}})$ (млн тнГ/год)	111.50
Определяем стоимость эксплуатации всех КС	
$\mathcal{E}_{1\text{КС}}=\mathcal{E}_{\text{ст}}*n_{1\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	2676.00
$\mathcal{E}_{2\text{КС}}=\mathcal{E}_{\text{ст}}*n_{2\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	1003.50
$\mathcal{E}_{3\text{КС}}=\mathcal{E}_{\text{ст}}*n_{3\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	334.50

### 5.6 Эксплуатационные затраты.

Определяем полные эксплуатационные расходы	
$\mathcal{E}_1=\mathcal{E}_{1\text{л}}+\mathcal{E}_{1\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	3264.98
$\mathcal{E}_2=\mathcal{E}_{2\text{л}}+\mathcal{E}_{2\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	1792.89
$\mathcal{E}_3=\mathcal{E}_{3\text{л}}+\mathcal{E}_{3\text{КС}}$ (млн тнГ/год)	1498.74

### 5.7 Приведенные годовые затраты.

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (для объектов транспорта и хранения нефти и газа)	
$e_{\text{эф}}$	0.151
Определяем приведенные годовые затраты	
$S_1=e_{\text{эф}}*K_1+\mathcal{E}_1$ (млн тнГ/год)	7309.08
$S_2=e_{\text{эф}}*K_2+\mathcal{E}_2$ (млн тнГ/год)	5288.55
$S_3=e_{\text{эф}}*K_3+\mathcal{E}_3$ (млн тнГ/год)	5722.46
Самый выгодный вариант с наименьшими приведенными затратами. По приведенным затратам наиболее выгодным является диаметр	
$D_{\text{нар}}$ (мм)	1220.0
$D_{\text{вн}}$ (мм)	1194.0
$\delta$ (мм)	13.0
дальнейшие расчеты ведем только для этого диаметра	

## 6. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участков газопровода между КС.

Уточненный тепловой и гидравлический расчет участков газопровода между компрессорными станциями производится с целью определения давления и температуры в конце рассматриваемого участка.

### 6.1 Уточнение расстояния между КС с учетом расхода топливного газа на собственные нужды.

В случае если на КС установлены ГПА с приводом от газовой турбины или двигателя внутреннего сгорания, то часть транспортируемого газа будет потребляться на собственные нужды и производительность МГ будет от участка к участку снижаться, что приводит к изменению параметров участков МГ.

Часовой расход газа агрегатом на собственные нужды

$q_{тг}$  (млн м<sup>3</sup>/час) 0.00370

Продолжительность суток

$t_{сут}$  (час) 24

Определяем суточный расход газа на собственные нужды на КС

$Q_{тг} = q_{тг} * t_{сут} * i_{раб}$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 0.1776

Участки

$i_1$  1

$i_2$  2

$i_3$  3

$i_4$  4

$i_5$  5

$i_6$  6

$i_7$  7

$i_8$  8

$i_9$  9

Определяем суточную производительность каждого участка

$Q_{1\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_1$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 54.62

$Q_{2\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_2$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 54.44

$Q_{3\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_3$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 54.26

$Q_{4\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_4$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 54.08

$Q_{5\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_5$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 53.91

$Q_{6\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_6$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 53.73

$Q_{7\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_7$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 53.55

$Q_{8\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_8$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 53.37

$Q_{9\text{сут}} = Q_{сут} - Q_{тг} * i_9$  (млн м<sup>3</sup>/сут) 53.20

Определяем среднюю длину участка между КС

$L_{ср} = L / ((Q_{сут} / Q_{1\text{сут}})^2 + (Q_{сут} / Q_{2\text{сут}})^2 + (Q_{сут} / Q_{3\text{сут}})^2 +$

$$+(Q_{\text{сут}}/Q_{4 \text{ сут}})^2+(Q_{\text{сут}}/Q_{5 \text{ сут}})^2+(Q_{\text{сут}}/Q_{6 \text{ сут}})^2+(Q_{\text{сут}}/Q_{7 \text{ сут}})^2+ \\ +(Q_{\text{сут}}/Q_{8 \text{ сут}})^2+(P_{\text{н}}^2-P_{\text{кк}}^2)/(P_{\text{н}}^2-P_{\text{к}}^2)*(Q_{\text{сут}}/Q_{9 \text{ сут}})^2) \text{ (км)} \quad 88.36$$

Определяем длину каждого участка

$$L_1=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{1 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 88.94$$

$$L_2=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{2 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 89.52$$

$$L_3=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{3 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 90.11$$

$$L_4=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{4 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 90.70$$

$$L_5=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{5 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 91.30$$

$$L_6=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{6 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 91.90$$

$$L_7=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{7 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 92.51$$

$$L_8=L_{\text{ср}}*(Q_{\text{сут}}/Q_{8 \text{ сут}})^2 \text{ (км)} \quad 93.13$$

$$L_{\text{к}}=(P_{\text{н}}^2-P_{\text{кк}}^2)/(P_{\text{н}}^2-P_{\text{к}}^2)*(Q_{\text{сут}}/Q_{9 \text{ сут}})^2) \text{ (км)} \quad 251.89$$

## 6.2 Расчет первого участка газопровода.

Принимаем в качестве первого приближения следующие значения из первого этапа вычислений

коэффициент гидравлического сопротивления с учетом местных сопротивлений и коэффициента гидравлической эффективности

$$\lambda_2 \quad 0.01094$$

ориентировочное значение средней температуры

$$T_{\text{ср пред}} \text{ (К)} \quad 287.50$$

коэффициент сжимаемости

$$z_{\text{ср}} \quad 0.87$$

Определяем конечное давление в первом приближении

$$P_{\text{к1}}=\sqrt{[P_{\text{н}}^2-(Q_{\text{сут}}^2*\Delta*\lambda_2*z_{\text{ср}}*T_{\text{ср пред}}*L_1)/(105.087^2*D_{\text{вн}}^5)]} \text{ (МПа)} \quad 5.84$$

Определяем среднее давление

$$P_{\text{ср1}}=2/3*(P_{\text{н}}+P_{\text{к1}}^2/(P_{\text{н}}+P_{\text{к1}})) \text{ (МПа)} \quad 6.46$$

Определяем приведенное значение давления

$$P_{\text{пр1}}=P_{\text{ср1}}/P_{\text{пк}} \quad 1.393$$

Определяем удельную теплоемкость газа

$$C_p=1.695+1.838*10^{-3}*T_{\text{ср пред}}+1.96*10^6*(P_{\text{ср1}}-0.1)/T_{\text{ср пред}}^3 \\ \text{ (кДж/(кг*К))} \quad 2.75$$

Определяем Коэффициент Джоуля – Томсона

$$D_i=1/C_p*(0.98*10^6/T_{\text{ср пред}}^2-1.5) \text{ (К/МПа)} \quad 3.77$$

Средний на линейном участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду

$$k_{\text{ср}} \text{ (Вт/(м}^2\text{/К))} \quad 1.00$$

Определяем коэффициент

$$\alpha_{\text{г}}=0.225*k_{\text{ср}}*D_{\text{вн}}/(Q_{\text{сут}}*\Delta*C_p) \text{ (км}^{-1}\text{)} \quad 0.00317$$

Определяем значение средней температуры с учетом теплообмена с окружающей средой и коэффициента Джоуля – Томсона

$T_{cp} = T_o + (T_n - T_o) * (1 - e^{-\alpha t * L_1}) / (\alpha_t * L_1) - D_i * (P_n^2 - P_{k1}^2) / (2 * \alpha_t * L_1 * P_{cp1}) * (1 - (1 - e^{-\alpha t * L_1}) / (\alpha_t * L_1))$ (К)	294.56
Определяем уточненное значение приведенной температуры	
$T_{пр1} = T_{cp} / T_{пк}$	1.526
Определяем коэффициент сжимаемости	
$z_{cp} = 1 - (0.0241 * P_{пр1} / (1 - 1.68 * T_{пр1} + 0.78 * T_{пр1}^2 + 0.0107 * T_{пр1}^3))$	0.88
Определяем коэффициент динамической вязкости	
$\mu = 5.1 * 10^{-6} * (1 + \rho_{ст} * (1.1 - 0.25 * \rho_{ст})) * (0.037 + T_{пр1} * (1 - 0.104 * T_{пр1})) * (1 + P_{пр1}^2 / (30 * (T_{пр1} - 1)))$ (Па*с)	0.00001235
Определяем число Рейнольдса	
$Re = 17.75 * Q_{сут} * \Delta / (D_{вн} * \mu)$	37179468.60
Определяем коэффициент гидравлического сопротивления трению	
$\lambda_{тр} = 0.067 * (158 / Re + 2 * k / D_{вн})^{0.2}$	0.00940
Определяем значения коэффициентов гидравлических сопротивлений с учетом местных сопротивлений и коэффициента гидравлической эффективности	
$\lambda = 1.05 * \lambda_{тр} / E_r^2$	0.01094
Определяем конечное давление во втором приближении	
$P_{к2} = \sqrt{[P_n^2 - (Q_{сут}^2 * \Delta * \lambda * z_{cp} * T_{cp} * L_1) / (105.087^2 * D_{вн}^5)]}$ (МПа)	5.79
Определяем относительную погрешность конечного давления	
$\delta \% = [(P_{к1} - P_{к2}) / P_{к1} * 100]$ (%)	0.85
Полученный результат отличается от предыдущего приближения менее чем на 1%. То есть значение определено с достаточной точностью.	
Уточняем среднее давление	
$P_{cp2} = 2/3 * (P_n + P_{к2}^2 / (P_n + P_{к2}))$ (МПа)	6.44
Определяем конечную температуру газа	
$T_k = T_o + (T_n - T_o) * e^{-\alpha t * L_1} - D_i * (P_n^2 - P_{к2}^2) / (2 * \alpha_t * L_1 * P_{cp2}) * (1 - e^{-\alpha t * L_1})$ (К)	292.00
Определяем результаты уточненного теплового и гидравлического расчета последующих участков газопровода.	

## 7. Расчет режима работы КС.

Определяем давление газа на входе в нагнетатель	
$P_{вс} = P_{к2} - \delta P_{вх}$ (МПа)	5.67
Определяем температуру газа на входе в нагнетатель	
$T_{вс} = T_k$ (К)	292.00
Определяем приведенное значение давления при условии всасывания	
$P_{пр} = P_{вс} / P_{пк}$	1.22
Определяем приведенное значение температуры при условии всасывания	

$T_{пр} = T_{вс} / T_{пк}$	1.51
Определяем коэффициент сжимаемости при условии всасывания	
$z_{вс} = 1 - (0.0241 * P_{пр} / (1 - 1.68 * T_{пр} + 0.78 * T_{пр}^2 + 0.0107 * T_{пр}^3))$	0.89
Температура газа при стандартных условиях	
$T_{ст}$ (К)	293.00
Коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях	
$z_{ст}$	1.00
Приведенное значение давления газа при стандартных условиях	
$P_{ст}$	0.101325
Определяем плотность газа при условии всасывания	
$\rho_{вс} = P_{ст} * P_{вс} * T_{ст} * z_{ст} / (P_{ст} * T_{вс} * z_{вс})$ (кг/м <sup>3</sup> )	42.66
Определяем количество нагнетателей при условии всасывания	
$i_{раб\ расч} = Q_{сут} / Q_{н\ сут}$	1.68
Принимаем количество нагнетателей при условии всасывания	
$i_{раб}$	2
Продолжительность часа	
$t_{час}$ (мин)	60
Определяем номинальную производительность нагнетателей при стандартных условиях	
$Q_{вс} = Q_{сут} / (t_{сут} * t_{час} * i_{раб}) * (\rho_{ст} / \rho_{вс})$ (м <sup>3</sup> /мин)	303.06
Задаемся несколькими значениями оборотов ротора в диапазоне возможных частот вращения ГПА	
$n_1 = n_{мин}$ (об/мин)	3300.00
$n_2$ (об/мин)	3600.00
$n_3$ (об/мин)	3900.00
$n_4$ (об/мин)	4200.00
$n_5$ (об/мин)	4500.00
$n_н$ (об/мин)	4800.00
$n_6$ (об/мин)	5000.00
Определяем отношения $n/n_н$ и $n_н/n$ для заданных частот	
$n_1/n_н$	0.688
$n_н/n_1$	1.455
$n_2/n_н$	0.750
$n_н/n_2$	1.333
$n_3/n_н$	0.813
$n_н/n_3$	1.231
$n_4/n_н$	0.875
$n_н/n_4$	1.143
$n_5/n_н$	0.938
$n_н/n_5$	1.067
$n_н/n_н$	1.000

$n_6/n_H$	1.042
$n_H/n_6$	0.960
Определяем приведенную производительность для заданных частот	
$Q_{пр1}=Q_{вс}*(n_H/n_1)$ (м <sup>3</sup> /мин)	440.81
$Q_{пр2}=Q_{вс}*(n_H/n_2)$ (м <sup>3</sup> /мин)	404.08
$Q_{пр3}=Q_{вс}*(n_H/n_3)$ (м <sup>3</sup> /мин)	372.99
$Q_{пр4}=Q_{вс}*(n_H/n_4)$ (м <sup>3</sup> /мин)	346.35
$Q_{пр5}=Q_{вс}*(n_H/n_5)$ (м <sup>3</sup> /мин)	323.26
$Q_{прH}=Q_{вс}$ (м <sup>3</sup> /мин)	303.06
$Q_{пр6}=Q_{вс}*(n_H/n_6)$ (м <sup>3</sup> /мин)	290.93
Приведенный коэффициент сжимаемости газа	
$Z_{пр}$	0.89
Приведенная газовая постоянная	
$R_{пр}$ (Дж/(кг*К))	508.20
Приведенная температура газа	
$T_{пр}$ (К)	288.00
Определяем значения приведенных относительных оборотов	
$[n_1/n_H]=n_1/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.68
$[n_2/n_H]=n_2/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.74
$[n_3/n_H]=n_3/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.80
$[n_4/n_H]=n_4/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.86
$[n_5/n_H]=n_5/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.93
$[n_H/n_H]=n_H/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	0.99
$[n_6/n_H]=n_6/n_H*\sqrt{[Z_{пр}*R_{пр}*T_{пр}]/(Z_{вс}*R*T_{вс})}$	1.03
Определяем требуемую степень повышения давления	
$\varepsilon=P_{вых}/P_{вс}$	1.27
$\eta_{пол}$	0.85
$Q_{пр раб}$ (м <sup>3</sup> /мин)	300.00
$[N_i/\rho_{вс}]_{пр}$ (кВт/(кг/м <sup>3</sup> ))	185.00
Определяем расчетную частоту вращения вала нагнетателя	
$n_{раб}=Q_{вс}/Q_{пр раб}*n_H$ (об/мин)	4848.92
Определяем внутреннюю мощность, потребляемую ЦН	
$N_i=\rho_{вс}*[N_i/\rho_{вс}]_{пр}*(n_{раб}/n_H)^3$ (об/мин)	8136
Определяем механические потери мощности, которые составляют 1 % от номинальной мощности ГТУ	
$N_{мех}=0.01*N_H$ (кВт)	100.00
Определяем мощность на муфте привода	
$N_e=N_i+N_{мех}$ (кВт)	8236
Коэффициент технического состояния по мощности	
$k_N$	0.95



Коэффициент, учитывающий влияние системы против обледенения			
$k_{обл}$			1.00
Коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла			
$k_y$			1.00
Коэффициент, учитывающий влияние атмосферного воздуха на мощность ГТУ			
$k_t$			3.70
Фактическая температура воздуха			
$T_{возд}$ (К)			272.00
Номинальная температура воздуха			
$T_{н\text{ возд}}$ (К)			288.00
Расчетное давление наружного (атмосферного) воздуха			
$p_a$ (Мпа)			0.1013
Определяем располагаемую мощность ГТУ			
$N_p = N_n * k_n * k_{обл} * k_y * (1 - k_t * (T_{возд} - T_{н\text{ возд}}) / T_{возд} * T_{вс}) * (p_a / 0.1013)$			
(кВт)			11568
Проверяем условие			
$N_e \leq N_p$	8236	$\leq$	11568
Условие выполняется			
Показатель адиабаты природного газа			
$k$			1.31
Определяем температуру газа на выходе ЦН			
$T_{наг} = T_{вс} * \epsilon^{(k-1)/(k-1\text{ пол})}$ (К)			343.21

## 8. Определение аккумулирующей способности последнего участка газопровода.

Часовое потребление газа в течение суток изменяется от максимального значения в полдень до минимального значения ночью. Разницу между максимальным и минимальным объемами газа приведенных к стандартным условиям принято называть аккумулирующей способностью конечного участка газопровода. Определяем максимальное давление в начале последнего участка исходя из условия прочности газопровода

$P_{max} = 1.25 * P_{вых}$ (Мпа)			9.01
Продолжительность минуты			
$t_{мин}$ (сек)			60
Определяем секундную производительность газопровода			
$Q_{сек} = Q_{сут} / (t_{сут} * t_{час} * t_{мин})$ (м <sup>3</sup> /сек)			634.20
Постоянный коэффициент			
$k_{п}$			0.0386
Определяем коэффициент			
$A = \Delta * \lambda * T_{ср} * z_{ср} / (k_{п}^2 * D_{вн}^5)$			444.24
Определяем коэффициент			
$C = \pi * D_{вн}^2 / 6 * T_{ст} / (P_{ст} * T_{ср} * z_{ср} * A * Q_{сек}^2)$			0.0000000000000464

Определяем аккумулирующую способность последнего участка

$$V_{ак} = C * (P_{max}^3 + P_{min}^3 - \sqrt{[(P_{max}^2 - A * L_k * Q_{сек}^2)^3]} - \sqrt{[(P_{min}^2 - A * L_k * Q_{сек}^2)^3]}) \text{ (м}^3\text{)}$$

8300627.66

$$V_{ак} * 100 / Q_{сут} \text{ (\%)}$$

15.15

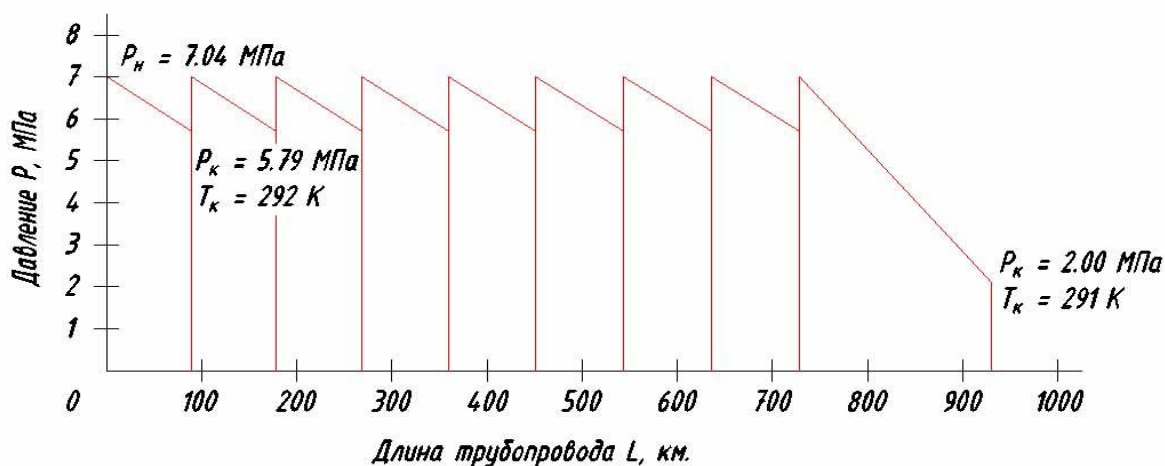
Таким образом, аккумулирующая способность последнего участка составляет

15

% суточной производительности магистрального газопровода, что обеспечивает покрытие часовой неравномерности потребления газа в течение суток.

### Приложение.

Распределение давления по длине трубопровода



### Литература:

1. Новосёлов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов. - М.: Недра, 1982.
2. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчёты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2006.
3. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.Л., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. - М.: Недра, 1988.
4. Белицкий В.Д. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 130501 – «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».
4. Перовщиков С.И. Проектирование и эксплуатация компрессорных станций. Часть 2. Тюмень: ТюмГНГУ, 2004.
5. СНиП 2.05.06-85.