

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени академика С.П. КОРОЛЕВА
(САМАРСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»**

Кафедра эксплуатации авиационной техники

**РАСЧЕТ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
НА СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ**

Методические указания к курсовой работе

САМАРА 2017

УДК 622.692.1

Составители: И. П. Канунников, В. П. Показеев

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Д. К. Новиков

Расчет линейных участков магистрального газопровода на стационарном режиме работы: методические указания к курсовой работе/ сост. И.П. Канунников, В.П. Показеев. - Самара: Изд-во Самарского университета, 2017. - 57 с.: ил.

Содержатся сведения об основных тепло-физических свойствах природных газов, методике гидравлического расчета линейных участков магистральных газопроводов на стационарных режимах работы. Даны примеры решения конкретных задач.

Предназначены для студентов, обучающихся по специальности бакалавриата направления 25.03.01 специализации «Техническая эксплуатация энергетических установок с авиационным газотурбинным приводом».

Разработаны на кафедре Эксплуатации авиационной техники.

Рекомендовано редакционно – издательской комиссией института авиационной техники Самарского национального исследовательского университета имени академика С.П. Королева.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1.ОСНОВНЫЕ ТЕПЛО-ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ.....	6
2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.....	19
2.1.Общие положения.....	19
2.2.Основные расчетные соотношения.....	24
2.3.Методика расчета магистрального газопровода.....	42
3. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ.....	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	54
<i>Приложение 1</i>	55
<i>Приложение 2</i>	56
<i>Приложение 3</i>	56
<i>Приложение 4</i>	57

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные газопроводы предназначены для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления и являются основным средством перемещения газа на значительные расстояния. Магистральный газопровод – один из основных элементов газотранспортной системы и главное составное звено Единой системы газоснабжения Российской Федерации.

Магистральные газопроводы изготавливают из стальных труб условным диаметром до 1400 мм включительно на рабочее давление свыше 1,18 МПа (12 кг/см²) до 15 МПа (153 кг/см²) и представляют из себя комплекс производственных объектов, в состав которого входят односторонний трубопровод (линейная часть), компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа, участки с луппингами, переходы через водные преграды, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа / 1/.

С целью оптимизации транспорта больших объемов добываемого газа магистральные газопроводы объединяются в системы магистральных газопроводов, связанных внутрисистемными перемычками и, как правило, работающих в совместном гидравлическом режиме. При этом осуществляется технологическое взаимодействие всех газопроводов одного коридора и совместный режим работы компрессорных цехов компрессорных станций.

Общая задача управления такими системами усложняется и заключается в обеспечении наиболее экономичного технологического режима транспорта и распределения заданных потоков природного газа при минимальных затратах энергетических ресурсов и удовлетворении требований надежности. От инженерно-технического персонала всех структурных подразделений эксплуатационных предприятий транспорта газа требуется квалифицированный подход при решении задач, возникающих при оперативном управлении магистральным газопроводом и эксплуатации оборудования компрессорных цехов. Только хорошо представляя взаимосвязь между основными технологическими параметрами транспортируемого природного газа и режимами работы энергетического оборудования компрессорных цехов можно грамотно воздействовать на режим работы магистрального газопровода, принимать правильные решения в условиях изменения

потребления газа, обеспечивать оптимальное управление на неустановившихся, в том числе и аварийных, режимах работы, выбирать наиболее выгодные способы изменения режима работы магистрального газопровода.

В методических указаниях рассмотрены основные теплофизические свойства природного газа, вопросы гидравлического и теплового расчетов простых и сложных магистральных газопроводов, приведена методика расчета одностороннего газопровода, даны примеры решения конкретных задач.

Методические указания предназначены для использования студентами, обучающимися по специальности бакалавриата направления 25.03.01 специализации «Техническая эксплуатация энергетических установок с авиационным газотурбинным приводом» при выполнении ими курсовой (расчетной) работы по курсу «Конструкция энергетических установок с авиационным газотурбинным приводом» и могут быть использованы при изучении специальных дисциплин.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕПЛО-ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

В зависимости от способа получения и физико-химических свойств все газы условно подразделяются на природные и искусственные. В настоящее время основным видом топлива в системе газоснабжения населенных пунктов и основным сырьем для химической промышленности является природный газ, имеющий сложный многокомпонентный состав.

В зависимости от происхождения различают три основные группы природных газов:

- газы, добываемые из газовых месторождений (сухие газы); состоят в основном из метана CH_4 (содержание метана 82...98 %);
- газы, добываемые из газоконденсатных месторождений; состоят из сухого газа и примеси конденсата (бензина, лигроина, керосина) (содержание метана 80...95 %);
- попутные нефтяные газы, добываемые из скважин нефтяных месторождений вместе с нефтью; состоят из смеси газов с газовым бензином и пропан-бутановой фракции (содержание метана 30...70 %).

Для выполнения гидравлического и теплового расчета газопроводов и расчета режимов работы компрессорных станций необходимо знать основные свойства природных газов: плотность, вязкость, газовую постоянную, псевдокритические значения температуры и давления, теплоемкость, коэффициенты сжимаемости и Джоуля-Томсона. При решении различных задач транспорта газа необходимо также знание теплотворной способности газа, влажности, предела взрываемости и других тепло-физических и химических свойств газа.

Плотность газа - это масса газа, содержащаяся в единице его объема:

$$\rho = \frac{m}{V}, \quad (1.1)$$

где m - масса газа, кг;

V - объем газа, м^3 .

Плотность газа зависит от величины его молярной массы (M , кг/кмоль), а также от значений его термогазодинамических параметров - давления (P , Па) и температуры (T , К).

Различают **нормальные** ($T=273,15\text{K}$ и $P=0,101325\text{МПа}$) и **стандартные** ($T=293,15\text{K}$ и $P=0,101325\text{МПа}$) условия.

При одних и тех же условиях объем одного киломоля идеального газа \bar{V} не зависит от природы газа и вполне определяется давлением и температурой вещества (закон Авагадро). При нормальных условиях $\bar{V}_{\text{нy}}=22,4135\text{м}^3/\text{кмоль}$, при стандартных условиях $\bar{V}_{\text{ст}}=24,04\text{м}^3/\text{кмоль}$. На этом основании, при определенных условиях плотность любого газа можно определить по его молярной массе M :

$$\rho_{\text{нy}} = M/\bar{V}_{\text{нy}}, \quad \rho_{\text{ст}} = M/\bar{V}_{\text{ст}}. \quad (1.2)$$

В термодинамических расчетах часто используют величину удельного объема газа. **Удельный объем газа** – объем единицы массы газа, численно равный величине, обратной плотности:

$$v = 1/\rho = V/m. \quad (1.3)$$

В расчетах также удобно пользоваться понятием **относительной плотности газа по воздуху** Δ , т.е. отношением плотности газа к плотности сухого воздуха при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{\text{в}}}, \quad (1.4)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Удобство использования относительной плотности газа по воздуху связано с тем, что **эта величина не зависит от давления и температуры**. Значение относительной плотности газа по воздуху для индивидуальных компонентов природного газа приводятся в справочной литературе.

Плотность смеси газов определяется по правилу смешения (аддитивности):

$$\rho_{\text{см}} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + \dots + a_n\rho_n, \quad (1.6)$$

где a_1, a_2, \dots, a_n - объемные концентрации компонентов смеси;

$\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - плотности компонентов смеси.

Молярная масса смеси газов также определяется по правилу смешения (аддитивности):

$$M_{см} = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n, \quad (1.7)$$

где M_1, M_2, \dots, M_n - молярные массы компонентов смеси.

Если известен массовый состав газовой смеси, то ее молярная масса определяется по формуле :

$$M_{cp} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{q_i}{M_i} \right)^{-1}, \quad (1.8)$$

где: q_i - массовый состав компонентов.

Уравнение состояния газа (уравнение Менделеева-Клайперона) для 1 кг газа имеет вид:

$$P v = z R T \quad (1.9)$$

или

$$P/\rho = z R T, \quad (1.10)$$

где: P, T – давление и температура в системе;

z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная, Дж/(кг·К).

Газовая постоянная смеси газов или однокомпонентного газа может быть найдена по известной молярной массе газа M :

$$R = \bar{R} / M, \quad (1.11)$$

где: $\bar{R} = 8114,3$ Дж/(кмоль·К) – универсальная газовая постоянная.

Газовая постоянная смеси газов может быть определена при известных газовых постоянных компонентах газовой смеси по правилу аддитивности:

$$R_{см} = q_1 R_1 + q_2 R_2 + \dots + q_n R_n = \left(\sum_{i=1}^n \frac{a_i}{R_i} \right)^{-1}, \quad (1.12)$$

где: q_1, q_2, \dots, q_n - массовые концентрации компонентов смеси;
 R_1, R_2, \dots, R_n - газовые постоянные компонентов смеси,
 n – количество компонентов смеси.

Также величина газовой постоянной R может быть найдена по известным значениям величин $\Delta_{см}$ и R_B :

$$R_{см} = R_B / \Delta_{см}, \quad (1.13)$$

где: $R_B = 287,3$ Дж/кг К – газовая постоянная воздуха.

Согласно уравнению (1.10) плотность газовой смеси при неизменном составе газа зависит от термодинамических условий, и поэтому данные о ней должны сопровождаться указанием давления и температуры, при которых она найдена.

Пересчет плотности газа с одних параметров состояния на другие может быть произведен по формуле:

$$\frac{\rho \cdot T \cdot z}{P} = \frac{\rho_1 \cdot T_1 \cdot z_1}{P_1}, \quad (1.14)$$

где: P и P_1 - абсолютные давления газа при первом и втором состоянии соответственно;

T и T_1 - абсолютные температуры газа при первом и втором состоянии соответственно;

z и z_1 - коэффициенты сжимаемости газа при первом и втором состоянии соответственно.

Для газа массой m уравнение состояния имеет вид:

$$P V = m z R T, \quad (1.15)$$

где: $V = v \cdot m$ – объем газа массой m , м³.

Для одного киломоля газа:

$$P \bar{V} = z R T, \quad (1.16)$$

где: $\bar{V} = v \cdot M$ – объем одного киломоля газа, м³/кмоль.

Для природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, $\rho_{см} = 0,66 \dots 0,80 \text{ кг/м}^3$, $R = 524 \dots 432 \text{ Дж/кг К}$ [9]. Свойства углеводородных компонентов природного газа приведены в Приложении 1.

Коэффициент сжимаемости газа учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры и состава газа (величины Δ).

Для идеального газа коэффициент сжимаемости $z = 1$; для давлений и температур, при которых природный газ транспортируется по магистральным газопроводам, коэффициент сжимаемости $z < 1$. Чем более тяжелый газ, чем больше его давление и меньше температура, тем меньше коэффициент сжимаемости.

Номограмма, приведенная на рисунке 1, позволяет оценить значение величины z в зависимости от параметров P , Δ , T .

Определение коэффициента сжимаемости z с приемлемой точностью следует производить по эмпирическим формулам в зависимости от значений приведенных температуры ($T_{пр}$) и давления ($P_{пр}$) газа.

Приведенные давление и температура газа определяются как безразмерные отношения давления или температуры газа соответственно к их критическим значениям:

$$P_{пр} = P/P_{кр}, \quad (1.17)$$

$$T_{пр} = T/T_{кр}, \quad (1.18)$$

где: $P_{кр}$, Па и $T_{кр}$, К - соответственно значения критического давления и критической температуры.

Критические и приведенные параметры позволяют использовать принцип соответственных состояний для определения коэффициента сжимаемости, вязкости и некоторых других характеристик газа. В этом случае влияние состава газа на определяемые параметры исключается (см., например, рисунок 2).

Для природного газа вместо критических давлений и температур, применяющихся для индивидуальных компонентов, используются среднемольные критические давления и температуры, которые называются псевдокритическими.

Псевдокритическое давление и температура газовой смеси определяются по правилу смешения (аддитивности):

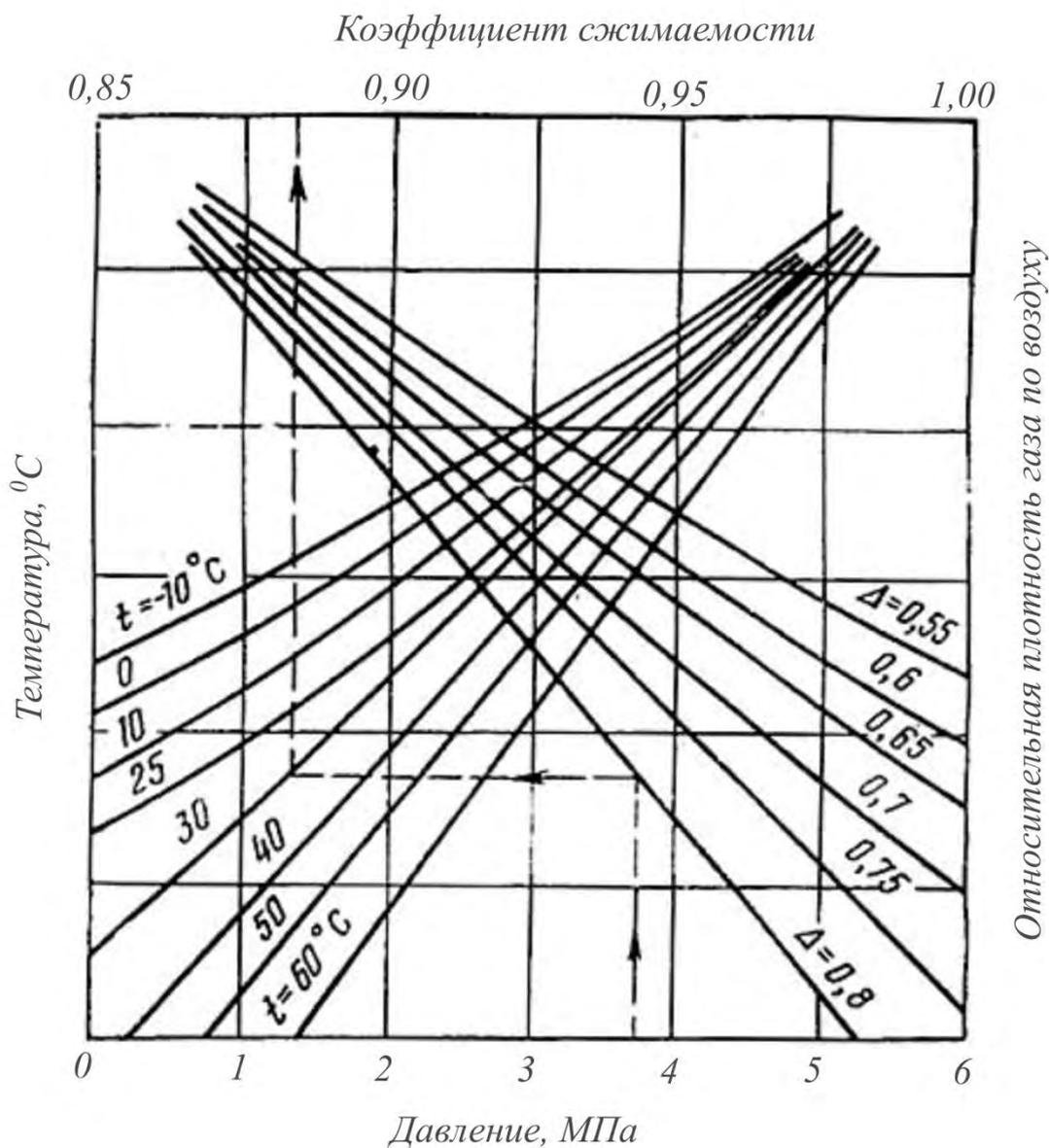


Рисунок 1. Номограмма оценки величины коэффициента сжимаемости z

$$T_{кр.см} = a_1 T_{кр1} + a_2 T_{кр2} + \dots + a_n T_{кр.n} , \quad (1.19)$$

$$P_{кр.см} = a_1 P_{кр1} + a_2 P_{кр2} + \dots + a_n P_{кр.n} , \quad (1.20)$$

Критические давление и температура газовой смеси также могут быть определены по известной плотности при стандартных условиях ($T = 293,15 \text{ К}$, $P = 101325 \text{ Па}$):

$$P_{кр} = 0,1737 (26,813 - \rho_{стан}), \quad (1.21)$$

$$T_{кр} = 155,24 (0,564 + \rho_{стан}), \quad (1.22)$$

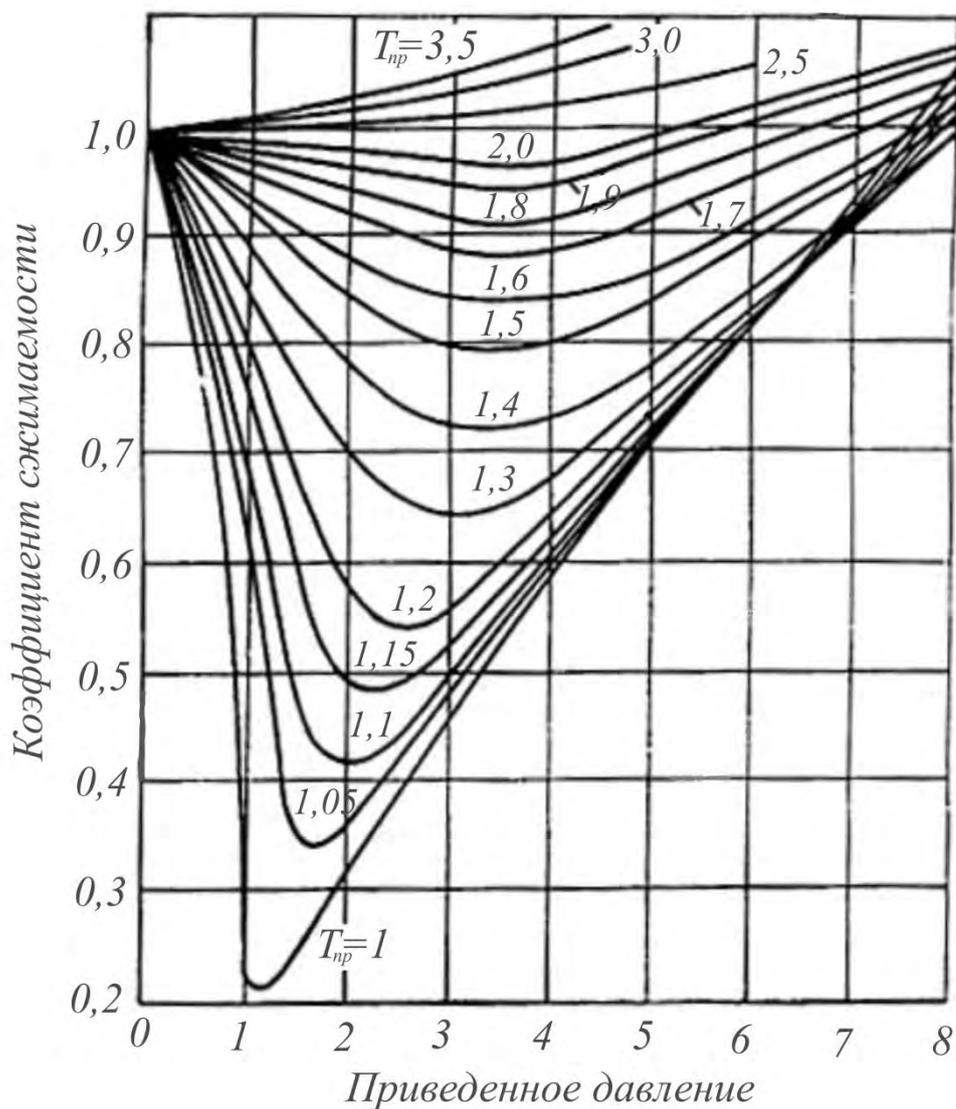


Рисунок 2. Номограмма для оценки коэффициента сжимаемости природного газа z при объемном содержании метана в природном газе не менее 90%

В соответствии с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов /1/ коэффициент сжимаемости природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250-400К, z , вычисляют по формуле

$$z = 1 + A_1 P_{\text{пр}} + A_2 P_{\text{пр}}^2, \quad (1.23)$$

где:

$$A_1 = -0,39 + 2,03/T_{\text{пр}} - 3,16/T_{\text{пр}}^2 + 1,09/T_{\text{пр}}^3,$$

$$A_2 = 0,0423 - 0,1812/T_{\text{пр}} + 0,2124/T_{\text{пр}}^2.$$

Вязкость газа является мерой внутреннего трения и определяет свойство газа оказывать сопротивление относительно смещению его слоев. Вязкость газов обусловлена диффузией молекул между соседними слоями, поэтому характер изменения вязкости в зависимости от температуры и давления газа сложный. При низких давлениях с повышением температуры вязкость газа увеличивается, так как возрастает кинетическая энергия молекул и они глубже проникают из одного слоя в другой. При высоких давлениях газ уплотняется настолько, что определяющее влияние на его вязкость оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с повышением температуры ослабевают, и вязкость газа уменьшается (также как и у жидкостей).

Различают *динамическую* и *кинематическую* вязкость.

Значение коэффициента динамической вязкости газа μ , Па·с различных газов в зависимости от их давления и температуры приводится в справочной литературе. Для природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250 – 400 К динамическую вязкость рекомендуется вычислять /1/ по формуле

$$\mu = \mu_0 (1 + B_1 P_{\text{пр}} + B_2 P_{\text{пр}}^2 + B_3 P_{\text{пр}}^3), \quad (1.24)$$

где:

$$\mu_0 = (1,81 + 5,95 T_{\text{пр}}) 10^{-6},$$

$$B_1 = -0,67 + 2,36/T_{\text{пр}} - 1,93/T_{\text{пр}}^2,$$

$$B_2 = 0,8 - 2,89/T_{\text{пр}} + 2,65/T_{\text{пр}}^2,$$

$$B_3 = -0,1 + 0,354/T_{\text{пр}} - 0,314/T_{\text{пр}}^2.$$

Кинематическая вязкость газа ν является отношением динамической вязкости к плотности газа при одних и тех же давлении и температуре:

$$\nu = \mu / \rho. \quad (1.25)$$

Теплоемкость газа – это свойство газа поглощать некоторое количество тепла при нагревании и отдавать некоторое количество тепла при охлаждении. Характеристикой этого свойства является удельная теплоемкость.

Удельная теплоемкость - это количество тепла, необходимое для нагревания единицы массы (объема) газа на один градус:

$$C = dq / dT, \quad (1.26)$$

где: dq – количество подведенного тепла, Дж;

dT – количественное изменение температуры газа, $\text{к}\cdot\text{К}$.

Теплоемкость зависит от природы газа и от происходящего процесса. Если газ нагревается изохорически, то все подводимое тепло идет на увеличение внутренней энергии du :

$$C_V = dq / dT = du / dT. \quad (1.27)$$

Если газ нагревается изобарически, то подводимое тепло идет на увеличение внутренней энергии du , а также на совершение работы:

$$C_p = dq / dT = d(u + P \cdot V) / dT. \quad (1.28)$$

Теплоемкости газов при постоянном объеме (C_V) и при постоянном давлении (C_p) связаны зависимостью:

$$C_p - C_V = R, \quad (1.29)$$

где: R - газовая постоянная, Дж/($\text{к}\cdot\text{К}$);

Отношение теплоемкостей называется показателем адиабаты:

$$k = C_p / C_v. \quad (1.30)$$

Значения теплоемкостей индивидуальных компонентов газовой смеси при стандартных условиях приводятся в справочной литературе.

Теплоемкость при постоянном давлении смеси газов может быть определена по правилу аддитивности:

$$C_{p\text{ см}} = C_{p1} \cdot q_1 + C_{p2} \cdot q_2 + \dots + C_{pn} \cdot q_n = \sum_{i=1}^n C_{pi} \cdot q_i, \quad (1.31)$$

где: q_1, q_2, \dots, q_n - массовые концентрации компонентов смеси;
 $C_{p1}, C_{p2}, \dots, C_{pn}$ - теплоемкости при постоянном давлении компонентов смеси, Дж/(кг·К);
 n - количество компонентов смеси.

Среднюю изобарную теплоемкость природного газа C_p , Дж/кг К в диапазоне температур 250 – 400 К и при давлениях до 15 МПа нормы технологического проектирования /1/ рекомендуют определять по следующей формуле:

$$C_p = R(E_0 + E_1 P_{\text{пр}} + E_2 P_{\text{пр}}^2 + E_3 P_{\text{пр}}^3), \quad (1.32)$$

где: R – газовая постоянная, Дж/(кг К),

$$E_0 = 4,437 - 1,015 T_{\text{пр}} + 0,591 T_{\text{пр}}^2,$$

$$E_1 = 3,29 - 11,37 / T_{\text{пр}} + 10,9 / T_{\text{пр}}^2,$$

$$E_2 = 3,23 - 16,27 / T_{\text{пр}} + 25,48 / T_{\text{пр}}^2 - 11,81 / T_{\text{пр}}^3,$$

$$E_3 = - 0,214 + 0,908 / T_{\text{пр}} - 0,967 / T_{\text{пр}}^2.$$

Коэффициент Джоуля-Томсона характеризует количественное изменение температуры газа при уменьшении

давления (дросселировании) газа. Коэффициент Джоуля-Томсона D_i (К/Па) изменяется в широких пределах и может быть положительным (охлаждение) или отрицательным (нагревание). Дросселирование большинства природных газов при обычных для трубопроводного транспорта газа температурах и давлениях характеризуется положительным коэффициентом Джоуля – Томсона, поэтому при движении газа по газопроводу через различные гидравлические сопротивления (регуляторы давления, устройства очистки и т. п.), возможно обмерзание трубопроводов и трубопроводной арматуры газопровода (особенно при значительных гидравлических сопротивлениях и, соответственно, значительном падении давления). Для природного газа с объемным содержанием метана более 80% в диапазоне температур 250 – 400 К и при давлениях до 15 МПа среднее значение коэффициента Джоуля – Томсона D_i определяется по рекомендуемой нормами технологического проектирования [1] формуле

$$D_i = H_0 + H_1 P_{\text{пр}} + H_2 P_{\text{пр}}^2 + H_3 P_{\text{пр}}^3, \quad (1.33)$$

где: $H_0 = 24,96 - 20,3T_{\text{пр}} + 4,57T_{\text{пр}}^2,$

$$H_1 = 5,66 - 19,92/T_{\text{пр}} + 16,89/T_{\text{пр}}^2,$$

$$H_2 = -4,11 + 14,68/T_{\text{пр}} - 13,39/T_{\text{пр}}^2,$$

$$H_3 = 0,568 - 2,0/T_{\text{пр}} + 1,79/T_{\text{пр}}^2.$$

Также для природного газа с объемным содержанием метана 85% и более коэффициент Джоуля – Томсона можно оценить по эмпирической графической зависимости с учетом давления и температуры транспортируемого газа (см. рисунок 3).

Теплота сгорания или теплотворная способность газа - это количество теплоты, выделяемой при полном сгорании единицы количества вещества (кг или м^3), измеренного при нормальных стандартных условиях (давление, температура).

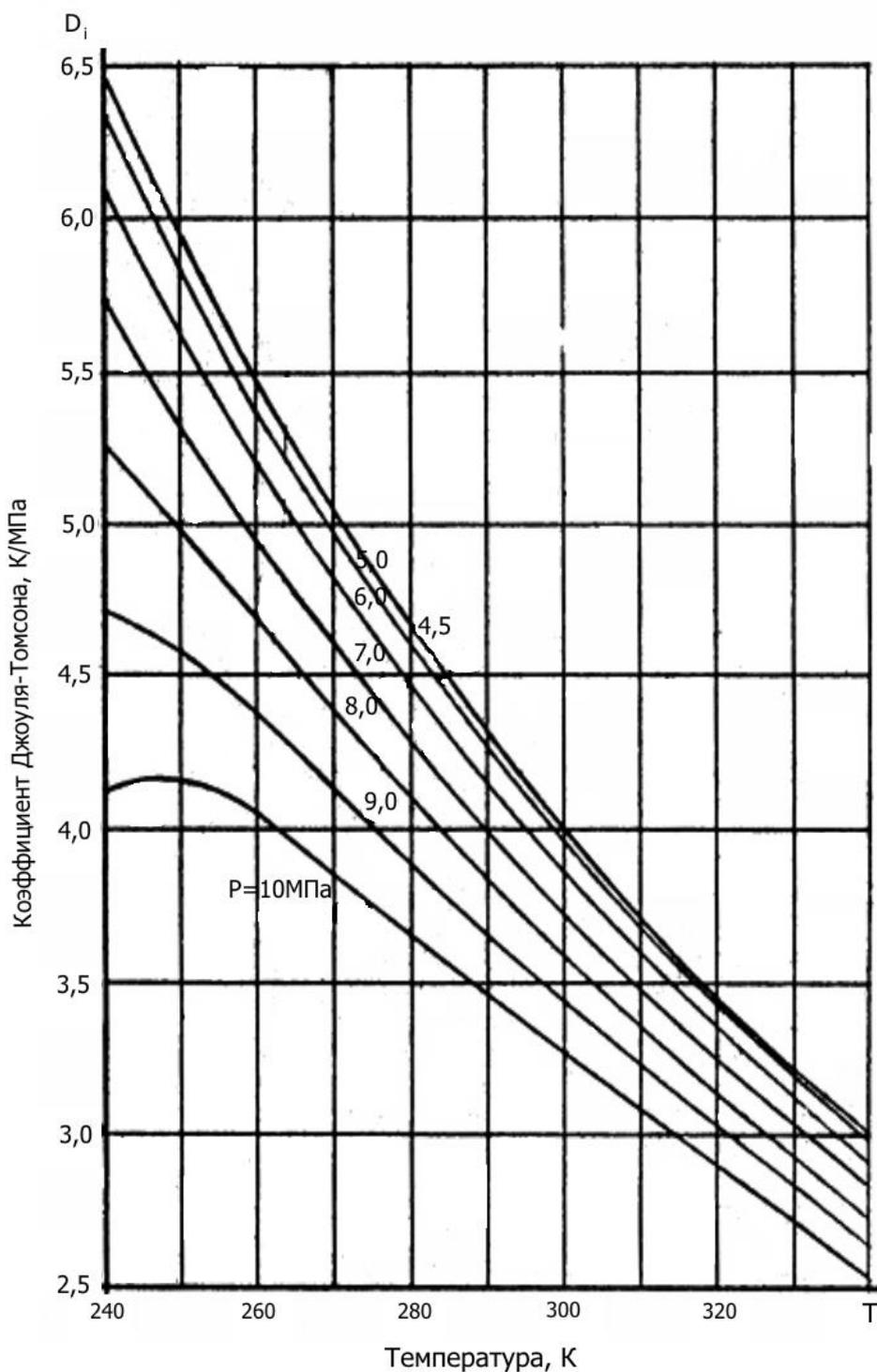


Рисунок 3. Зависимость коэффициента Джоуля – Томсона от давления и температуры для природного газа с объемным содержанием метана 85% и более.

Различают *высшую* Q_v и *низшую* Q_n *теплоту сгорания*. Высшей теплотой сгорания называется количество теплоты (кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы количества вещества (кг или м^3), с учетом конденсации водяных паров, образующихся при окислении водорода. Низшей теплотой сгорания называется

количество теплоты (кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы количества вещества (кг или м³) при нормальных или стандартных условиях без учета теплоты, выделяющейся при конденсации водяных паров. На основе численного значения теплоты сгорания определяют потребность в газовом топливе, а также КПД газоперекачивающих агрегатов и других газоиспользующих установок.

В расчетах обычно используют понятие низшей теплоты сгорания топлива в силу того, что отходящие из газоиспользующих установок продукты сгорания имеют относительно высокую температуру, значительно выше, чем температура точки росы, при которой и происходит конденсация водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Численные значения низшей теплоты сгорания индивидуальных газов определяются экспериментально.

Расчет низшей теплоты сгорания смеси газов проводится по формуле:

$$Q_n = Q_1 \cdot a_1 + Q_2 \cdot a_2 + \dots + Q_n \cdot a_n = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot a_i, \quad (1.34)$$

где Q_1, Q_2, \dots, Q_n - теплота сгорания компонентов смеси, кДж/м³;
 a_1, a_2, \dots, a_n , - объемные концентрации компонентов смеси;
 n – количество компонентов смеси.

Предел взрываемости газозоудушной смеси. Опасным свойством природного газа является его способность образовывать взрывоопасную, легко воспламеняющуюся смесь с воздухом. Исключение образования взрывоопасных концентраций смеси природного газа и воздуха, а также предупреждение появления источников воспламенения этой смеси (открытое пламя, искра) является основной задачей технического персонала компрессорных и газораспределительных станций магистральных газопроводов. Поэтому во всех взрывоопасных помещениях постоянно измеряется объемная концентрация природного газа.

Различают **верхний** и **нижний объемные пределы взрываемости** смеси природных газов с воздухом.

Пределы и интервал взрываемости по объему смеси природных газов с воздухом при стандартных условиях приводятся в справочной

литературе (например, интервал взрываемости по объему природных газов в смеси с воздухом при температуре 293 К и давлении 101325 Па составляет: 5-15 % - для метана; 2-10 % - для пропана; 2-9 % - для бутана и т.д.) При повышении давления газоздушной смеси пределы взрываемости сужаются.

Влажность характеризует содержание влаги в природном газе. Поскольку газоносные породы всегда содержат связанную, подошвенную или краевую воду, то природный газ в пластовых условиях становится насыщен парами воды. Влажность природного газа является важным параметром, который в значительной мере определяет технологический режим эксплуатации сооружений магистрального газопровода.

Различают **абсолютную** и **относительную** влажность.

Абсолютная влажность – это масса водяных паров, содержащихся в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям (температура 273 К, давление 101325 Па); измеряется в $г/м^3$ или $1000 кг/м^3$.

Относительная влажность – это отношение фактического содержания количества паров воды в единице объема газовой смеси при данных давлении и температуре к количеству паров воды, которые могли бы содержаться в единице объема газовой смеси при условии полного насыщения; измеряется в долях единицы или процентах.

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

2.1. Общие положения

Гидравлический и тепловой расчеты магистрального газопровода в соответствии с нормами технологического проектирования /1/ включают в себя расчеты линейных участков газотранспортных систем и магистральных газопроводов, а также расчет режимов работы компрессорных станций. В настоящих методических указаниях рассматриваются вопросы гидравлического расчета линейных участков магистрального газопровода. Расчеты режимов работы компрессорных станций изложены в отдельных методических указаниях.

К основным технологическим параметрам магистральных газопроводов относятся /1/:

- пропускная способность газопровода - $q_{гп}$, млн м³/сутки;
- производительность газопровода – $Q_{гп}$, млрд м³/год;
- диаметр трубопровода – D , м (мм);
- рабочее давление – $P_{раб}$, Па (давление газа в начальном участке газопровода – P_n);
- температура газа в начальном участке газопровода (на выходе из компрессорной станции) – T_n ;
- давление газа в конечном участке газопровода – P_k (перед входом в компрессорную станцию);
- протяженность газопровода – $L_{гп}$, м (км);
- количество компрессорных станций по трассе магистрального газопровода – $n_{кс}$;
- расстояние между компрессорными станциями – $L_{кс}$.

Пропускной способностью газопровода (участка газопровода) $q_{гп}$, млн м³/сутки, называется количество газа при стандартных условиях, которое может быть передано по газопроводу в сутки при стационарном режиме работы и максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и принятых расчетных параметров (рабочем давлении, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.д.). Различают средние пропускные способности рассматриваемых расчетных периодов (год, квартал, месяц, сутки и др.), которые определяются на основе гидравлических расчетов при средних заданных расчетных параметрах.

Производительностью магистрального газопровода $Q_{гп}$, (млрд м³/год, млрд м³/кварт., млрд м³/мес.) называется количество газа при стандартных условиях, транспортируемого по газопроводу за расчетный период.

Производительность магистрального газопровода $Q_{гп}$ вычисляют по формуле /1/

$$Q_{гп} = K_{и} \cdot \sum_{i=1}^n (q_i \cdot \tau_i) \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где: q_i – пропускная способность газопровода;

τ_i – продолжительность рассматриваемого периода (год, квартал, месяц);

$K_{и}$ – коэффициент использования пропускной способности.

Коэффициент использования пропускной способности $K_{и}$ вычисляют по формуле

$$K_{и} = K_{ро} \cdot K_{эт} \cdot K_{нд}, \quad (2.2)$$

где: $K_{ро}$ – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности газопровода для обеспечения дополнительных поставок газа потребителям в периоды повышенного спроса на газ ($K_{ро} = 0,98$ – для базовых и распределительных газопроводов; $K_{ро} = 1,0$ – для маневренных газопроводов);

$K_{эт}$ - коэффициент экстремальных температур, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода, связанного с влиянием высоких температур окружающей среды ($K_{эт} = 0,98$ – для газопроводов, протяженностью более 1000 км, $K_{эт} = 1,0$ – для газопроводов менее 1000 км);

$K_{нд}$ - коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения производительности газопровода из-за вынужденных простоев и ремонтно-технического обслуживания. Оценочные значения коэффициента $K_{нд}$ рекомендуется /1/ определять по таблице Приложения 2. При этом, необходимо учитывать полную протяженность газопровода, даже в том случае, если проектируется его отдельный участок.

В технических расчетах транспорта газа и определении показателей газоперекачивающих агрегатов используют величины массового и объемного расходов газа. **Расход газа** – количество газа, протекающего через данное сечение в единицу времени. Расход газа характеризует пропускную способность и производительность газопроводов, оборудования, газоиспользующих установок, которые являются характеристиками производственной мощности. Расход газа подлежит измерению и учету.

Массовым расходом газа G называется масса газа, проходящая через поперечное сечение трубы в единицу времени, кг/с :

$$G = m/t, \quad (2.3)$$

где: m – масса газа, прошедшая через сечение трубы за время t .

При установившемся режиме работы газопровода (без отборов и подкачек) массовый расход газа в любом его сечении остается неизменным, то есть

$$G = F_1 \rho_1 w_1 = \dots = F_n \rho_n w_n = F \rho w = \text{idem}, \quad (2.4)$$

где: F – площадь живого сечения газопровода; ρ , w – соответственно плотность и средняя скорость движения газа в рассматриваемом сечении; $1 \dots n$ – индексы соответственно 1-го и n -го произвольных сечений.

Объемный расход газа Q определяется как количество газа в единицах объема, проходящего через сечение газопровода в единицу времени, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$Q = V/t = m/\rho t = G/\rho = Fw, \quad (2.5)$$

Где: V – объем газа, прошедший через сечение трубы за время t .

В практических расчетах газопроводов используется понятие **коммерческого расхода**, то есть объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (для магистральных газопроводов это понятие опускается как само собой разумеющееся). На основании уравнения состояния, а также, с учетом, что $\Delta = \rho_{\Gamma}/\rho_{\text{В}} = R_{\text{В}}/R_{\Gamma}$, коммерческий расход составит:

$$Q_{\text{КОМ}} = \frac{G}{\rho_{\text{СТ}}} = \frac{G \cdot z_{\text{СТ}} \cdot R \cdot T_{\text{СТ}}}{P_{\text{СТ}}} = \frac{G \cdot z_{\text{СТ}} \cdot R_{\text{В}} \cdot T_{\text{СТ}}}{\Delta \cdot P_{\text{СТ}}} = \frac{G \cdot R_{\text{В}} \cdot T_{\text{СТ}}}{\Delta \cdot P_{\text{СТ}}} \quad (2.6)$$

где: $\rho_{\text{СТ}}$ – плотность газа при стандартных условиях;
 $z_{\text{СТ}}$ – коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях, $z_{\text{СТ}} = 1$;
 $R_{\text{В}}$ – газовая постоянная воздуха.

Технологический расчет магистрального газопровода на заданные пропускную способность и протяженность является сложной и многовариантной задачей. Одной из главных задач технологического расчета магистрального газопровода является определение экономически наивыгоднейших параметров транспорта газа – диаметра газопровода D , рабочего давления $P_{\text{раб}} = P_{\text{н}}$, степени повышения давления на компрессорной станции $\varepsilon_{\text{КС}}$ (степень понижения давления на линейном участке газопровода), числа ниток газопровода $n_{\text{ниток ГП}}$, расположения компрессорных станций по длине газопровода (расстояние между соседними компрессорными станциями $l_{\text{КС}}$).

Для сравнения назначается несколько вариантов расчета по вышеперечисленным параметрам. По каждому из намеченных вариантов проводится комплекс механических, тепловых, гидравлических и экономических расчетов. В итоге принимается вариант с наименьшими приведенными затратами /10/.

Современные наземные магистральные газопроводы проектируются на рабочее давление $P = 5,6; 7,6$ МПа и выше (до 15 МПа) с диаметром трубопроводов до $D = 1420$ мм включительно. При этом, рекомендуемые расстояния между компрессорными станциями составляют 80 – 150 км, выбор величины определяется параметрами газоперекачивающих агрегатов, используемых на компрессорных станциях при параллельной схеме их подключения (полнонапорные ГПА).

Основой расчета магистрального газопровода является гидравлический и тепловой расчеты линейного участка газопровода на стационарном режиме его работы, которые основываются на совместном решении уравнений движения, неразрывности и состояния газа. Особенность теплового расчета газопровода заключается в том, что конечная температура газа на линейном участке газопровода определяется методом последовательных приближений, из-за чего теплогидравлический расчет газопровода становится итерационным процессом.

Применительно к расчету линейных участков газопроводов возможны различные постановки задач. Наиболее часто применяются следующие варианты /11/:

задаются пропускная способность газопровода, давление и температура газа в начале трубопровода, а также давление в конце линейного участка газопровода. Требуется определить диаметр

газопровода, расстояние между компрессорными станциями и температура в конце линейного участка газопровода;

задаются пропускная способность газопровода, давление и температура газа в начале трубопровода, а также расстояние между компрессорными станциями (длина трубопровода). Требуется определить диаметр газопровода, давление и температуру в конце линейного участка газопровода.

При определении диаметра газопровода рекомендуется использовать данные ВНИИГАЗа (см. Приложение 4).

2.2. Основные расчетные соотношения

Основным расчетным соотношением при выполнении гидравлического расчета газопровода является уравнение пропускной способности, При проведении расчетов различают простой и сложный газопроводы.

Простым газопроводом называется газопровод постоянного по длине газопровода диаметра по которому транспортируется газ с некоторым постоянным расходом. Любой газопровод, отличающийся от простого, называется **сложным**. К сложным газопроводам относятся многониточные газопроводы, газопроводы с лупингами, а также газопроводы имеющие путевые точки отбора или подкачки газа.

При стационарном режиме течения газа (на газопровode отсутствуют точки отбора и подкачки газа) и без учета рельефа трассы газопровода (газопровод проложен по мало пересеченной местности т.е. по трассе газопровода отсутствуют точки с разницей вертикальных отметок более 100 м) **массовый расход газа** (кг/сек) в газопровode определяется по формуле:

$$G = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}} D^5, \quad (2.7)$$

где P_n и P_k , - давления в начале и конце трубопровода соответственно, Па;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

z - коэффициент сжимаемости газа;

R - газовая постоянная транспортируемого газа, Дж/(кг·К);
 T – средняя температура транспортируемого газа, К.
 L – длина трубопровода, м;
 D – внутренний диаметр трубопровода, м.

С учетом (2.6) значение **коммерческого расхода** определяется из выражения

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{возд}} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L}} \cdot D^5, \quad (2.8)$$

где $T_{стан}$ – стандартная температура 293,15 К;
 $P_{стан}$ – стандартное давление 101325 Па;
 $R_{возд}$ – газовая постоянная воздуха 287 Дж/(кг·К).

Гидравлическое сопротивление течению потока газа по газопроводу обусловлено трением газа о внутреннюю поверхность стенки трубопровода и местными сопротивлениями трубопроводной арматуры газопровода (краны, конденсатосборники, переходы и т.п.). Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода производится по следующей формуле /1/:

$$\lambda = \lambda_{трени} \cdot \frac{1}{E^2} = \frac{\lambda_{трени}}{E^2}, \quad (2.9)$$

где $\lambda_{трени}$ - коэффициент сопротивления трения,
 E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

Коэффициент сопротивления трения $\lambda_{трени}$ является функцией числа Рейнольдса Re , характеризующего режим течения газа, и коэффициента эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стенки газопровода $k_э$, характеризующей состояние внутренней поверхности газопровода.

В магистральных газопроводах наиболее часто встречается течение газа в квадратичной зоне турбулентного режима, реже, например при неполной загрузке газопровода, - течение в зоне смешанного трения, и иногда, например в распределительных

газопроводах малого диаметра газорегуляторных пунктов, - течение в зоне гидравлически гладких труб. Поэтому определение коэффициента сопротивления трения $\lambda_{трени}$ производится по универсальной, рекомендуемой ВНИИГаза формуле, аналогичной формуле А.Д. Альтшуля для течения в зоне смешанного трения:

$$\lambda_{трени} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_s}{D} \right)^{0,2}. \quad (2.10)$$

Из формулы (2.10) следуют два частных случая:

- для течения в зоне гидравлически гладких труб $\frac{158}{Re} \gg \frac{2 \cdot k_s}{D}$ определение коэффициента сопротивления трения $\lambda_{трени}$ производится по формуле:

$$\lambda_{трени} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}; \quad (2.11)$$

- для течения в зоне квадратичного трения $\frac{158}{Re} \ll \frac{2 \cdot k_s}{D}$ определение коэффициента сопротивления трения $\lambda_{трени}$ производится по формуле:

$$\lambda_{трени} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k_s}{D} \right)^{0,2}. \quad (2.12)$$

Режим течения газа по газопроводу характеризуется числом Рейнольдса, определяемым по формуле:

$$Re = 17,75 \cdot \frac{\Delta \cdot Q}{D \cdot \mu} 10^3, \quad (2.13)$$

где Q – коммерческий расход газа, млн. м³ / сутки;

D – внутренний диаметр, мм.

Переходное значение числа Рейнольдса (смешанное трение) определяется по формуле:

$$Re_{перех} = 11 \cdot \left(\frac{D}{2 \cdot k_s} \right)^{1,5}. \quad (2.14)$$

Значения коэффициента эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стенки газопровода k_s принимаются в

зависимости от способа изготовления труб газопровода и состояния их внутренних поверхностей:

- для новых бесшовных стальных труб $k_3 = 0,01 \dots 0,02$;
- для новых сварных стальных труб $k_3 = 0,03 \dots 0,1$;
- для бесшовных стальных труб с незначительной коррозией после 2-3 лет эксплуатации после очистки трубы $k_3 = 0,15 \dots 0,3$;
- для сварных стальных труб с незначительной коррозией после 2-3 лет эксплуатации после очистки трубы $k_3 = 0,1 \dots 0,25$.

Коэффициент гидравлической эффективности газопровода E характеризует изменение гидравлического сопротивления газопровода в процессе эксплуатации по сравнению с проектным значением. Если по газопроводу транспортируется глубоко осушенный, не содержащий сернистых соединений и углекислого газа природный газ, то находящиеся в нем твердые механические примеси шлифуют внутреннюю поверхность стенок газопровода, что приводит к некоторому снижению коэффициента гидравлического сопротивления газопровода. И наоборот, наличие в транспортируемом газе влаги и сероводорода способствует развитию коррозии на внутренней поверхности стенок и увеличению коэффициента гидравлического сопротивления газопровода. К значительному увеличению коэффициента гидравлического сопротивления газопровода приводит также образование скоплений конденсата и влаги в низких точках трассы газопровода и выпадение гидратов.

Согласно нормам технологического проектирования при проведении расчетов принимаются следующие значения увеличения коэффициента гидравлического сопротивления газопровода в процессе эксплуатации:

- для газопроводов, оборудованных устройствами для периодической очистки внутренней полости, принимается увеличение коэффициента гидравлического сопротивления на 10 % ($E = 0,95$);
- для газопроводов, не оборудованных устройствами для периодической очистки внутренней полости, принимается увеличение коэффициента гидравлического сопротивления на 18 % ($E = 0,92$).

Температура транспортируемого по газопроводу газа зависит от физических условий движения и от теплообмена с окружающей средой. Движение газа в газопроводе является неизотермическим (транспортируемый газ нагревается в процессе компримирования на компрессорной станции, охлаждается в установках охлаждения газа и вследствие теплопередачи через стенки трубопровода в окружающую среду), поэтому изменение температуры транспортируемого газа по длине газопровода (см. рисунок 4) описывается экспоненциальной зависимостью следующего вида:

$$T_x = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-a \cdot x} - D_i \cdot \frac{P_{нач}^2 - P_{кон}^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-a \cdot x}), \quad (2.15)$$

где T_0 – температура окружающей среды, К;

T_H – температура газа на входе в газопровод, К;

D_i – коэффициент Джоуля – Томсона, К/Па;

P_{cp} – среднее давление в газопроводе, Па;

x – расстояние до рассматриваемого сечения от начала газопровода, м;

a – расчетный коэффициент, определяемый по рекомендуемой нормами технологического проектирования /1/ формуле:

$$a = 225 \cdot \frac{K_{тепл} \cdot D}{q \cdot \Delta \cdot C_p} \quad (2.16)$$

где $K_{тепл}$ – средний на газопроводе коэффициент теплопередачи от транспортируемого газа в окружающую среду, Вт / м²;

D – наружный диаметр трубопровода;

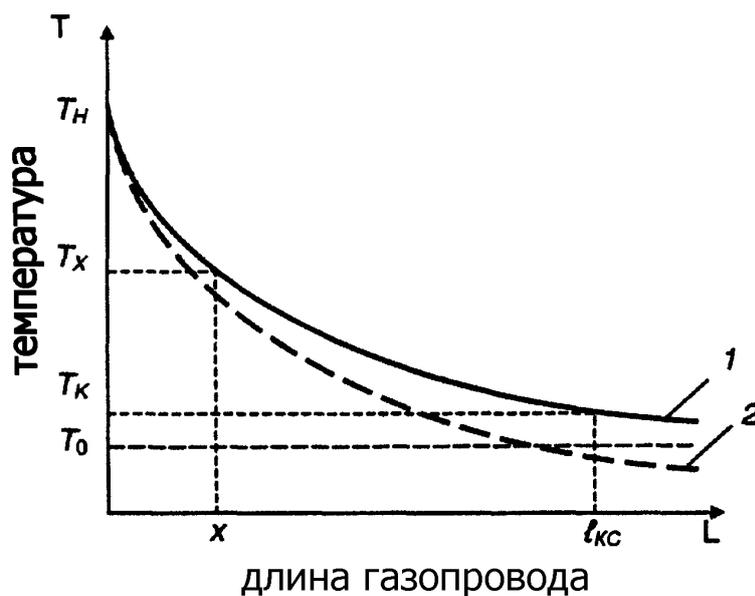
q – пропускная способность газопровода, млн м³/сутки;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

C_p – изобарная теплоемкость газа, Дж/кг К.

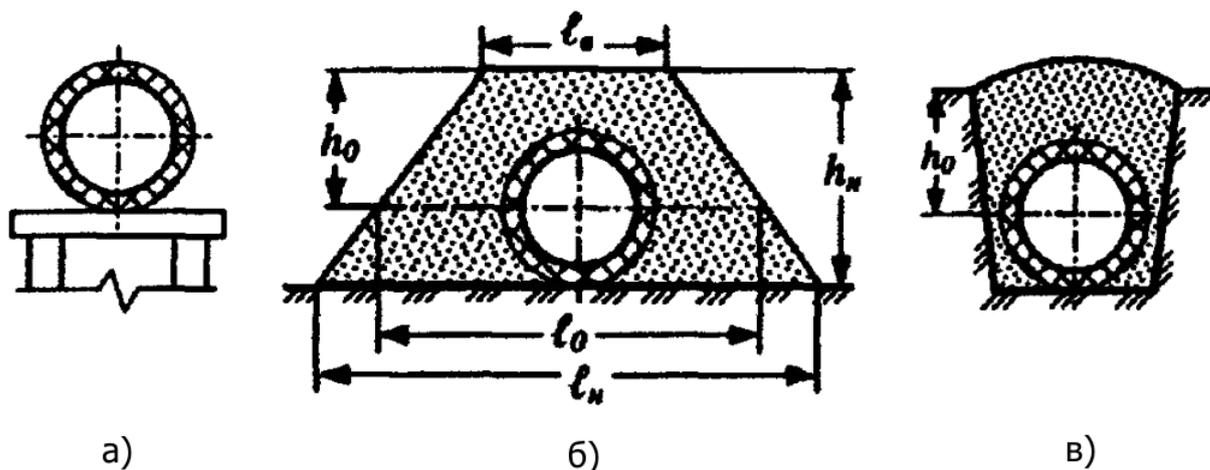
Без учета эффекта Джоуля-Томсона формула (2.15) имеет вид:

$$T_x = T_0 + (T_H + T_0) \cdot e^{-a \cdot x} \quad (2.17)$$



1-без учета эффекта Джоуля – Томсона, 2 – с учетом эффекта Джоуля – Томсона
Рисунок 4. Изменение температуры транспортируемого природного газа по длине газопровода.

Средний коэффициент теплопередачи $K_{\text{тепл}}$ определяется в зависимости от способа прокладки газопровода (см. рисунок 5).



а – надземная прокладка, б – наземная прокладка, в – подземная прокладка
Рисунок 5. Способы прокладки магистрального газопровода.

- для надземного способа прокладки газопровода:

$$K_{\text{тепл.}} = \left(R_{\text{изол.}} + \frac{1}{\alpha_n} \right)^{-1}, \quad (2.18)$$

где $R_{\text{изол.}}$ – термическое сопротивление теплоизоляции, м·К/Вт;
 α_n – коэффициент теплоотдачи от поверхности трубы газопровода в воздух, Вт / (м²·К).

$$R_{\text{изол.}} = \frac{D_{\text{нар}}}{2 \cdot \lambda_{\text{изол.}}} \ln \frac{D_{\text{изол.}}}{D_{\text{нар}}}, \quad (2.19)$$

где $D_{\text{изол.}}$ – наружный диаметр трубы газопровода в теплоизоляции, м;

$D_{\text{нар}}$ – наружный диаметр трубы газопровода, м;

$\lambda_{\text{изол.}}$ – коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт / (м·К).

$$\alpha_n = 4,45 + 0,5 \cdot \frac{v_{\text{ветра}}^{0,6}}{D_{\text{нар}}^{0,4}}, \quad (2.20)$$

где $v_{\text{ветра}}$ – средняя скорость ветра, м/сек.

Средняя скорость ветра определяется в зависимости от климатической зоны в соответствии со СНиП 2.01.01-82.

- для подземного способа прокладки газопровода:

$$K_{\text{тепл.}} = \left(R_{\text{изол.}} + \frac{1}{\alpha_{\text{грунта}}} \right)^{-1}, \quad (2.21)$$

где $R_{\text{изол.}}$ – термическое сопротивление теплоизоляции, м·К/Вт;

$\alpha_{\text{грунта}}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности трубы газопровода в грунт, Вт / (м²·К).

$$\alpha_{\text{грунта}} = \frac{\lambda_{\text{грунта}}}{D_{\text{нар}}} \cdot \left[0,65 + \left(\frac{D_{\text{нар}}}{h_{0\text{экв}}} \right)^2 \right], \quad (2.22)$$

где $\lambda_{\text{грунта}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт / (м·К);

$h_{0\text{экв}}$ – эквивалентная глубина заложения оси газопровода, м.

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{грунта}$ определяется по эмпирическим формулам в зависимости от вида грунта:

$$\text{для песка: } 10^3 \cdot \lg \lambda_{грунта} = -134,2 + 23,89 \cdot w_{грунта} - 2,389 \cdot T_{грунта} + 442,98 \cdot \rho_{грунта} - 0,276 \cdot w_{грунта}^2; \quad (2.23)$$

$$\text{для суглинка: } 10^3 \cdot \lg \lambda_{грунта} = -711,8 + 8,25 \cdot w_{грунта} + 2,48 \cdot T_{грунта} - 17,2 \cdot \rho_{грунта}; \quad (2.24)$$

где $w_{грунта}$ – относительная влажность грунта, %;

$T_{грунта}$ – температура грунта на глубине заложения оси газопровода, К;

$\rho_{грунта}$ – плотность грунта, т/м³.

Эквивалентная глубина заложения оси газопровода определяется по формуле:

$$h_{0 \text{ экв}} = h_0 + \lambda_{грунта} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_s} + \frac{\delta_{снег}}{\lambda_{снег}} \right), \quad (2.25)$$

где h_0 – глубина заложения оси газопровода, м;

α_s – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух, Вт / (м²·К);

$\delta_{снег}$ – толщина снежного покрова, м;

$\lambda_{снег}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, Вт / (м·К).

$$\alpha_s = 6,2 + 4,2 \cdot v_{ветра}. \quad (2.26)$$

Толщина снежного покрова определяется в зависимости от климатической зоны в соответствии со СНиП 2.01.01-82.

Приближенное значение среднего коэффициента теплопередачи при подземном способе прокладки газопровода можно также определить по формуле;

$$K_{тепл.} = \bar{K} \cdot \left(\frac{1}{D} \right)^{0,9}, \quad (2.27)$$

где \bar{K} – базовый коэффициент теплопередачи для магистрального газопровода с внутренним диаметром 1000 мм (рисунок 6).

- для наземного способа прокладки газопровода:

$$K_{\text{тепл.}} = 0,5 \cdot (K_{\text{в}} + K_{\text{н}}), \quad (2.28)$$

$$K_{\text{в}} = (R_{\text{изол.}} + R_{\text{нас}} + R_{\text{снег}} + R_{\text{воз}}), \quad (2.29)$$

$$K_{\text{н}} = (R_{\text{изол.}} + R_{\text{грунта}}), \quad (2.30)$$

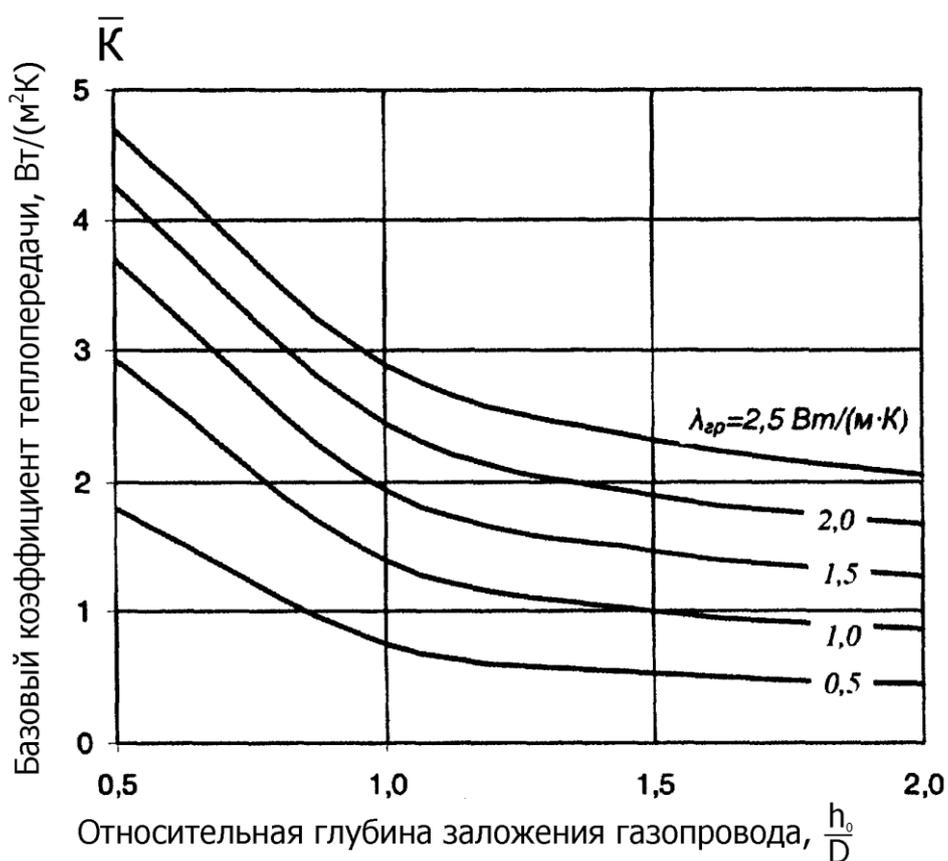


Рисунок 6. Зависимость базового коэффициента теплопередачи \bar{K} для газопровода с внутренним диаметром $D = 1000$ мм от относительной глубины заложения h_0/D и коэффициента теплопроводности грунта.

где $R_{\text{нас}}$ – термическое сопротивление насыпи, м·К/Вт;

$R_{\text{снег}}$ – термическое сопротивление снежного покрова, м·К/Вт;

$R_{\text{воз}}$ – термическое сопротивление воздуха, м·К/Вт;

$R_{грунта}$ – термическое сопротивление грунта, м·К/Вт.

$$R_{нас} = \frac{D_{нар}}{2 \cdot \lambda_{грунта}} \ln \frac{d_{нас}}{D_{изол}}, \quad (2.31)$$

где $d_{нас}$ – характерный размер насыпи, м.

$$d_{нас} = 1,13 \cdot \sqrt{(l_{вер} + l_0) \cdot h_0}, \quad (2.32)$$

где $l_{вер}$ – ширина насыпи в верхнем сечении, м;

l_0 – ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы, м.

$$R_{снег} = \frac{D_{нар}}{2 \cdot \lambda_{снег}} \ln \frac{d_{нас} + 2 \cdot \delta_{снег}}{d_{нас}}. \quad (2.33)$$

$$R_{воз} = \frac{D_{нар}}{\alpha_{вн} \cdot d_{нас}}, \quad (2.34)$$

где $\alpha_{вн}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности насыпи в воздух, Вт / (м²·К).

$$\alpha_{вн} = 10,8 \cdot \frac{V_{ветра}^{0.6}}{d_{нас}^{0.4}}. \quad (2.35)$$

$$R_{грунта} = \left(0,65 \cdot \frac{\lambda_{грунта}}{D_{нар}} + \frac{D_{нар} \cdot \lambda_{грунт}}{h_0^2} \right)^{-1}. \quad (2.36)$$

Средняя температура газа в газопроводе определяется по выражению:

$$T_{ср} = T_0 + (T_H - T_0) \cdot \frac{1 - e^{-a \cdot L}}{a \cdot L} - D_i \cdot \frac{P_{нач}^2 - P_{кон}^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{ср}} \cdot \left(1 - \frac{1 - e^{-a \cdot L}}{a \cdot L} \right) \quad (2.37)$$

Давление транспортируемого газа описывается параболической зависимостью (см. рисунок 7) следующего вида:

$$P_x = \sqrt{P_{нач}^2 - (P_{нач}^2 - P_{кон}^2) \cdot \frac{x}{l}}, \quad (2.38)$$

где x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемого сечения, м.

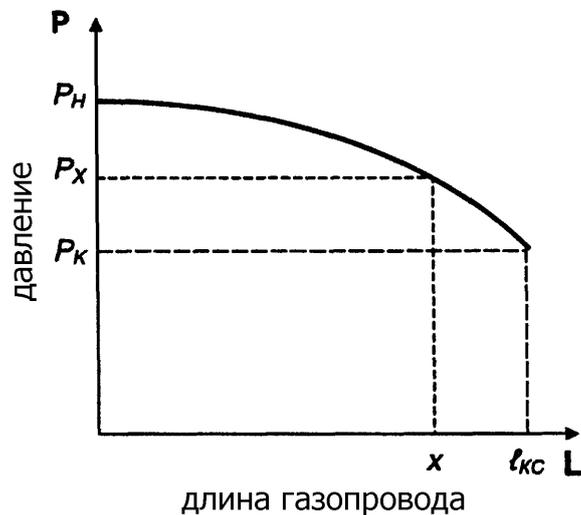


Рисунок 7. Распределение давления по длине газопровода.

Среднее давление в газопроводе определяется как его среднеинтегральное значение:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{нач} + \frac{P_{кон}^2}{P_{нач} + P_{кон}} \right). \quad (2.39)$$

Расчет сложного газопровода. Любая сложная система газопроводов может быть разделена на элементарные участки, размеры (l_i, D_i) и производительности (Q_i) которых являются исходными данными для расчета системы газопроводов в целом. При этом в узловых точках должны выполняться следующие условия: равенство давлений, сохранение массы газа, сохранение теплосодержания газа. Данный поэтапный метод расчета достаточно трудоемок, но достаточно прост в реализации при использовании ЭВМ.

Для расчета сложных трубопроводных систем могут применяться следующие методы:

- замена сложного газопровода эквивалентным простым газопроводом (применяется при отсутствии отборов и подкачек газа в газопровод);
- замена сложного газопровода с различными расходами по участкам эквивалентным простым газопроводом с постоянным эквивалентным расходом (применяется при наличии отборов и подкачек газа в газопровод).

Эквивалентным газопроводом называется однопиточный газопровод постоянного диаметра, равноценный по пропускной способности рассчитываемому сложному газопроводу при аналогичных граничных условиях.

Для **однопиточного газопровода с участками различного диаметра** (см. рисунок 8) и постоянным линейным коммерческим расходом $Q_1 = Q_2 = Q_i = Q_n = Q$ уравнение расхода газа (2.8) для участков газопровода может быть записано в следующем виде:

$$P_{нач}^2 - P_1^2 = \left(\frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z_1 \cdot \Delta \cdot T_1 \cdot \frac{\lambda_1 \cdot l_1}{D_1^5}, \quad (2.40)$$

$$P_{нач}^2 - P_2^2 = \left(\frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z_2 \cdot \Delta \cdot T_2 \cdot \frac{\lambda_2 \cdot l_2}{D_2^5}, \quad (2.41)$$

$$P_{нач}^2 - P_n^2 = \left(\frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z_n \cdot \Delta \cdot T_n \cdot \frac{\lambda_n \cdot l_n}{D_n^5}. \quad (2.42)$$

После почленного сложения выражений (2.30), (2.31) и (2.32) при условии $z_i \cdot T_i = const$ может быть получено следующее выражение:

$$P_{нач}^2 - P_n^2 = P_{нач}^2 - P_{кон}^2 = \left(\frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot l_i}{D_i^5} \quad (2.43)$$

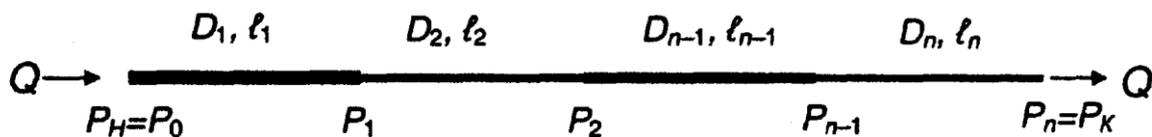


Рисунок 8. Расчетная схема сложного однопроводного газопровода с участками различного диаметра

Для эквивалентного газопровода уравнение расхода газа (2.8) имеет вид:

$$P_{нач}^2 - P_{кон}^2 = \left(\frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot \frac{\lambda_{экр} \cdot l_{экр}}{D_{экр}^5}. \quad (2.44)$$

Левые и правые части уравнений (2.43) и (2.44) равны. После сокращения одинаковых множителей может быть получено уравнение связи параметров рассчитываемого сложного однопроводного газопровода с участками различного диаметра и эквивалентного газопровода:

$$\frac{\lambda_{экр} \cdot l_{экр}}{D_{экр}^5} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot l_i}{D_i^5}. \quad (2.45)$$

Для газопровода, состоящего из нескольких параллельных ниток различного диаметра (см. рисунок 9) пропускная способность $Q = \sum_{i=1}^n Q_i$ и уравнение расхода газа (2.8) для системы параллельных газопроводов может быть записано в следующем виде:

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{P_{нач}^2 - P_{кон}^2}{\lambda_i \cdot z_i \cdot \Delta \cdot T_i \cdot l_i}} \cdot D_i^5. \quad (2.46)$$

Для эквивалентного газопровода уравнение расхода газа (2.8) имеет вид:

$$Q_{экр} = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{P_{нач}^2 - P_{кон}^2}{\lambda_{экр} \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot l_{экр}}} \cdot D_{экр}^5. \quad (2.47)$$

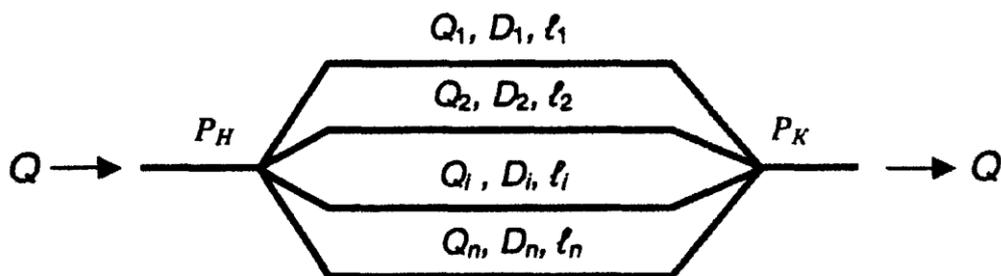


Рисунок 9. Расчетная схема газопровода из нескольких параллельных ниток

Приравняв правые части уравнений (2.46) и (2.47) и сократив одинаковые сомножители при условии $z_i \cdot T_i = \text{const}$ можно получить следующее выражение связи параметров рассчитываемого сложного многониточного газопровода и эквивалентного газопровода:

$$\sqrt{\frac{D_{\text{экв}}^5}{\lambda_{\text{экв}} \cdot l_{\text{экв}}}} = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{D_i^5}{\lambda_i \cdot l_i}}. \quad (2.48)$$

Для газопровода постоянного диаметра с путевыми отборами и подкачками газа (см. рисунок 10) уравнение расхода газа (2.8) при условии $z_i \cdot T_i = \text{const}$ можно представить в виде:

$$P_{\text{нач}}^2 - P_{\text{кон}}^2 = \left(\frac{1}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{\text{стан}}}{P_{\text{стан}}} \cdot \sqrt{R_{\text{воздуха}}}} \right)^2 \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i}{D^5}. \quad (2.49)$$

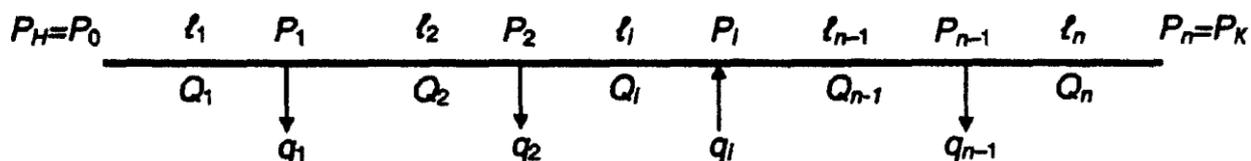


Рисунок 10. Расчетная схема газопровода постоянного диаметра с путевыми отборами и подкачками газа.

Для эквивалентного газопровода данное выражение будет иметь вид:

$$P_{нач}^2 - P_{кон}^2 = \left(\frac{1}{\frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{стан}}{P_{стан}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}} \right)^2 \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot \frac{Q_{экр}^2 \cdot \lambda_{экр} \cdot l_{экр}}{D^5}. \quad (2.50)$$

Приравняв левые части уравнений (2.49) и (2.50) и сократив одинаковые сомножители можно получить следующее выражение связи параметров рассчитываемого сложного газопровода с путевыми сбросами и подкачками газа и эквивалентного газопровода:

$$Q_{экр}^2 \cdot \lambda_{экр} \cdot l_{экр} = \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i \quad (2.51)$$

Аккумулирующая способность участка газопровода. Характерной особенностью работы магистрального газопровода является неравномерность потребления газа в конечном пункте газопровода. Неравномерность газопотребления может быть *сезонной* и *суточной*.

Сезонная неравномерность газопотребления обусловлена различным потреблением газа в летний и зимний (отопительный) периоды; она компенсируется изменением режимов работы компрессорных станций магистрального газопровода, либо подключением станций подземного хранения газа.

Суточная неравномерность газопотребления обусловлена различными режимами потребления газа в дневное и ночное время суток. (см. рисунок 11).

Вследствие суточной неравномерности газопотребления отбор газа из последнего участка газопровода не постоянен и, следовательно, масса заключенного в последнем участке газопровода газа изменяется во времени. В ночное время происходит накопление газа, в дневное время – отбор газа. В соответствии с периодами накопления и отбора газа будут изменяться начальное и конечное давление на последнем участке газопровода (см. рисунок 12). Их максимум (P_{1max}, P_{2max}) будет соответствовать точке *б*, а минимум (P_{1min}, P_{2min}) – точке *а*.

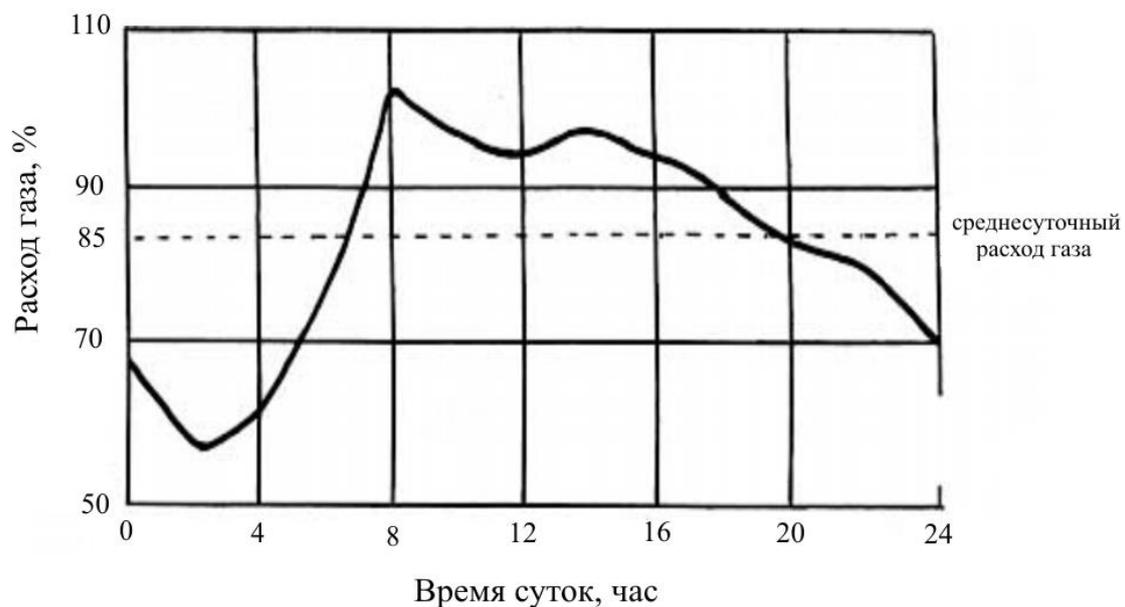


Рисунок 11. График суточного потребления газа населенным пунктом.

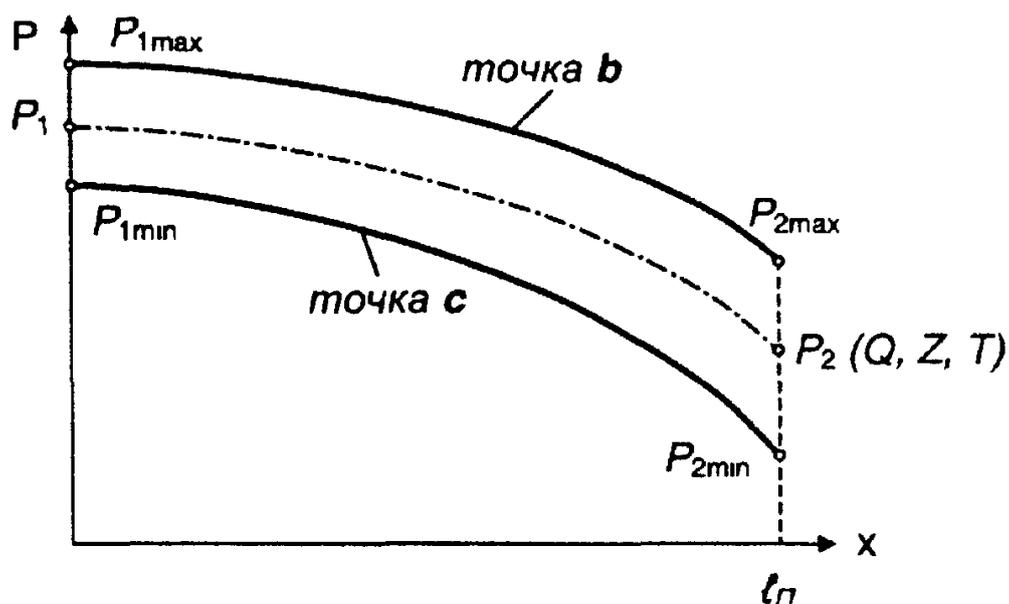


Рисунок 12. Изменение давления транспортируемого природного газа по длине газопровода в различное время суток.

Расчет аккумулирующей способности последнего участка газопровода производится методом последовательной смены стационарных состояний. При этом принимаются следующие допущения: расход газа дважды в сутки принимается равным среднесуточному расходу, режим течения газа принимается стационарным, $z \cdot T = const$.

Объем газа, аккумулированного в последнем участке газопровода длиной l определяется по формуле:

$$V_{ак} = A \cdot \left[P_{1\max}^3 + P_{2\min}^3 - \left\{ \left(P_{1\max}^2 - \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T}{D^5 \cdot K^2} \cdot Q^2 \cdot l \right)^{\frac{3}{2}} + \left(P_{2\min}^2 + \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T}{D^5 \cdot K^2} \cdot Q^2 \cdot l \right)^{\frac{3}{2}} \right\} \right], \quad (2.52)$$

где A – постоянный множитель, равный:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{6} \cdot \frac{T_{станд}}{T \cdot z \cdot P_{станд}} \cdot \frac{1}{Q^2 \cdot \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T}{D^5 \cdot K^2}}, \quad (2.53)$$

где K – постоянный множитель, равный:

$$K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{станд}}{P_{станд}} \cdot \sqrt{R_{воздуха}}. \quad (2.54)$$

Увеличение пропускной способности газопровода. С необходимостью увеличения пропускной способности газопроводов приходится сталкиваться как в процессе проектирования, так и при эксплуатации газопроводов, что связано с одной стороны - со стадийностью строительства газопроводов, а с другой - с изменениями в направлении и мощностях транспортируемых потоков газа вследствие открытия новых месторождений, строительства новых промышленных объектов, населенных пунктов и т.п.

Увеличение пропускной способности газопровода может быть достигнуто несколькими способами:

- увеличением количества компрессорных станций;
- повышением рабочих давлений в газопроводе;
- прокладкой лупинга.

Последний метод является наиболее эффективным и широко применяется на практике (особенно в период строительства газопровода). Так как в последнее время в основном проектируются многониточные газопроводы, а ввод в эксплуатацию таких систем происходит поэтапно т.е. каждая последующая строящаяся нитка системы подключается к действующим частям по мере готовности, то подключенная к действующему газопроводу часть строящейся нитки может рассматриваться как лупинг.

Газопровод с лупингом является простейшим видом сложного газопровода, состоящего из двух участков (см. рисунок 13). Первый участок – однониточный, второй участок – двухниточный, состоящий

из двух параллельно проложенных труб различного диаметра; участки соединены последовательно.

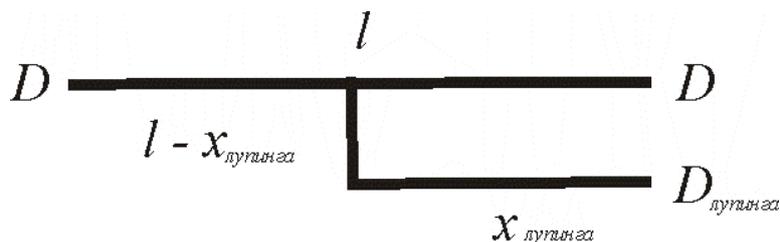


Рисунок 13. Расчетная схема газопровода с лупингом.

Если принять режим течения газа в газопроводе квадратичным, то в соответствии с формулой (2.12) величина λ_i будет обратно пропорциональна $D_i^{0,2}$. Следовательно, формулы (2.45) и (2.48) для данного случая будут иметь следующий вид:

$$\frac{l_{\text{экв}}}{D_{\text{экв}}^{5,2}} = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{D_i^{5,2}}, \quad (2.55)$$

$$\sqrt{\frac{D_{\text{экв}}^{5,2}}{l_{\text{экв}}}} = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{D_i^{5,2}}{l_i}}. \quad (2.56)$$

Таким образом, на сдвоенном участке эквивалентный диаметр связан с диаметрами газопровода и лупинга следующей формулой:

$$D_{\text{экв}}^{2,6} = D^{2,6} + D_{\text{лупинга}}^{2,6}, \quad (2.57)$$

где $D_{\text{лупинга}}$ - диаметр лупинга, м.

Для всего газопровода:

$$\frac{l_{\text{экв}}}{D_{\text{экв}}^{5,2}} = \frac{x_{\text{лупинга}}}{(D^{2,6} + D_{\text{лупинга}}^{2,6})^2} + \frac{l - x_{\text{лупинга}}}{D^{5,2}}, \quad (2.58)$$

где $x_{\text{лупинга}}$ - длина лупинга, м;

l - длина всего газопровода, м.

Если принять $l_{э\text{кв}} = l$, то увеличение пропускной способности газопровода при применении лупинга χ будет определяться по следующей формуле:

$$\chi = \frac{1}{\sqrt{1 - \bar{x}_{\text{лупинга}} \cdot \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{лупинга}}}{D} \right)^{2,6} \right]^2} \right]}}, \quad (2.59)$$

где \bar{x} - относительная длина лупинга, $\bar{x} = \frac{x_{\text{лупинга}}}{l}$.

При прокладке параллельной трубы такого же диаметра и такой же длины как и газопровод ($D = D_{\text{лупинга}}$, $\bar{x} = 1$) пропускная способность газопровода увеличивается в два раза ($\chi = 2$).

2.3. Методика расчета магистрального газопровода

Рассмотрим последовательность расчета одноконтурного магистрального газопровода на стационарном режиме его работы для случая, когда заданы следующие исходные данные:

1. Компонентный состав транспортируемого природного газа.
2. Пропускная способность одноконтурного газопровода – q , млн м^3 / сутки.
3. Протяженность газопровода – L , км.
4. Начальное (рабочее) давление на входе в газопровод – P_H , МПа.
5. Температура газа на входе в газопровод – T_H , К
6. Конечное давление на линейном участке газопровода – P_K , МПа или степень падения давления на линейном участке газопровода - e .
7. Условия прокладки газопровода (профиль трассы, климатические и теплофизические данные по трассе).

Расчет выполняется в следующем порядке.

1. На основании исходных данных по составу газа и свойствам компонентов газа / Приложение 1 / определяются основные

физические характеристики транспортируемого (технологического) газа:

- молярная масса – M_g ,
- газовая постоянная – R_g ,
- псевдокритические давление и температура газа – $P_{кр г}$, $T_{кр г}$,
- плотность газа в нормальных и стандартных условиях - $\rho_{г ну}$, $\rho_{г ст}$,
- относительная плотность газа по воздуху - D .

2. Проводится расчет газопровода в первом приближении.

2.1. Исходя из значений начального давления в газопроводе P_H и величины пропускной способности q в соответствии с таблицей Приложения 4 принимается ориентировочное значение диаметра газопровода $D, м$.

2.2. По формуле (2.39) рассчитывается среднее давление в линейном участке газопровода P_{CP} , Па.

2.3. Для расчета расстояния между КС задаемся в первом приближении ориентировочным значением средней температуры на линейном участке

$$T_{CP} = 0,5 (T_H + T_0), \quad (3.1)$$

где T_H – начальная температура на входе в линейный участок;
 T_0 – температура окружающей среды на уровне оси газопровода.

2.4. При $P=P_{CP}$ и $T=T_{CP}$ по формулам (1.17) и (1.18) рассчитываются приведенные давление $P_{пр}$ и температура $T_{пр}$.

2.5. По формуле (1.23) определяется коэффициент сжимаемости Z_{cp} .

2.6. По формулам (2.10) и (2.9) рассчитываются коэффициенты гидравлического сопротивления трубопровода $\lambda_{тр}$ и λ . При этом, число Рейнольдса Re рассчитывается по формуле (2.13), а коэффициент динамической вязкости μ , Па·с – по формуле (1.24).

2.7. Используя формулу (2.8) определяется среднее ориентировочное расстояние между КС

$$l'_{КС} = \frac{K^2 \cdot D^5 \cdot (P_H^2 - P_K^2)}{Q^2 \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot \Delta \cdot T_{cp}} \quad (3.2)$$

где $K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{CT}}{P_{CT}} \cdot \sqrt{R_B}$

$$Q = \frac{q \cdot 10^6}{24 \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} - \text{объемный расход газа,}$$

соответствующий пропускной способности q , млн м³/сутки.

2.8. Определяется число компрессорных станций

$$n_{0\text{ КС}} = L/l'_{КС}, \quad (3.3)$$

которое округляется до целого $n_{КС}$ (как правило, в большую сторону).

2.9. Уточняется расстояние между КС

$$l_{КС} = L/n_{КС}. \quad (3.4)$$

2.10. Исходя из формулы (2.8) (или (3.2)) определяется уточненное абсолютное значение давления в конце участка газопровода первого приближения

$$P_{K(1)} = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot l_{kc}}{K^2 \cdot D^5}} \quad (3.5)$$

3. Проводится уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя КС.

3.1. По известным значениям P_H и $P_{K(1)}$ по формуле (2.39) определяется уточненное среднее давление в газопроводе первого приближения – $P_{cp(1)}$.

3.2. При $P = P_{cp(1)}$ по формуле (1.17) рассчитывается приведенное давление $P_{пр}$. Значение приведенной температуры $T_{пр}$ принимается равной значению, определенному в первом приближении (п.2.4).

3.3. При определенных в п.3.2 значениях $P_{пр}$, $T_{пр}$ и значению конечного давления в участке газопровода, полученного в первом приближении $P_{K(1)}$ (п.2.10), по формуле (2.37) рассчитывается средняя температура транспортируемого газа в газопроводе во втором приближении – $T_{cp(2)}$.

При этом, величина изобарной теплоемкости C_p определяется по формуле (1.32), значение коэффициента Джоуля-Томсона D_i – по формуле (1.33), значение расчетного коэффициента a – по формуле (2.16).

3.4. Во втором приближении при $P = P_{cp(1)}$, $T = T_{cp(2)}$ по формулам (1.17), (1.18), (1.24) и (1.23) вычисляются соответственно величины $P_{пр}$, $T_{пр}$, μ и z_{cp} .

3.5. По формулам (2.13), (2.10) и (2.9) определяются значения величин Re , $\lambda_{тр}$ и λ .

3.6. По формуле (3.5) определяется конечное давление в линейном участке газопровода во втором приближении - $P_{K(2)}$.

3.7. Если полученный результат отличается от предыдущего приближения более, чем на 1%, имеет смысл уточнить расчеты, выполняя третье приближение, начиная с п.3.1, а если результат удовлетворяет требованиям точности расчетов, переходим к следующему пункту.

3.8. При $x = l_{кк}$ по формуле (2.15) определяется температура газа T_K в конце линейного участка.

На этом тепловой и гидравлический расчет участка газопровода заканчивается.

3. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Пример 1.

Задание: определить основные тепло-физические свойства природного газа.

Исходные данные для расчета:

1. Объемные концентрации компонентов природного газа:
 $a_{CH_4} = 95,5\%$; $a_{C_2H_5} = 3,0 \%$; $a_{C_3H_8} = 1,5\%$.
2. Температура природного газа $T = 323$ К
3. Давление природного газа $P = 7,5$ МПа

Решение:

Определим критические давления и температуру природного газа по выражениям (1.19) и (1.20). Параметры углеводородных компонентов природного газа берем из приложения 1.

$$T_{кр.см} = a_{CH_4} \cdot T_{крCH_4} + a_{C_2H_5} \cdot T_{крC_2H_5} + a_{C_3H_8} \cdot T_{кр.C_3H_8} = 0,955190,5 + 0,03206 + 0,015369,6 = 193,6 \text{ К.}$$

$$P_{кр.см} = a_{CH_4} \cdot P_{крCH_4} + a_{C_2H_5} \cdot P_{крC_2H_5} + a_{C_3H_8} \cdot P_{кр.C_3H_8} = 0,9554,7 + 0,034,9 + 0,0154,3 = 4,687 \text{ МПа} = 4687000 \text{ Па}$$

Определим приведенные давление и температуру природного газа по выражениям (1.17) и (1.18).

$$P_{пр.смеси} = P_{смеси} / P_{кр.смеси} = \frac{7500000}{4687000} = 1,60.$$

$$T_{пр.смеси} = T_{смеси} / T_{кр.смеси} = \frac{323}{193,6} = 1,67.$$

Определим по выражению (1.23) коэффициент сжимаемости природного газа z .

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,67 + 0,78 \cdot 1,67^2 + 0,0107 \cdot 1,67^3 = 0,413.$$

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,60}{0,413} = 0,906.$$

Определим по выражению (1.7) молярную массу природного газа и затем по выражению (1.2) определим плотность природного газа при нормальных условиях.

$$M_{см} = a_{CH_4} \cdot M_{CH_4} + a_{C_2H_6} \cdot M_{C_2H_6} + a_{C_3H_8} \cdot M_{C_3H_8} = 0,95516,04 + 0,0330,07 + 0,01544,1 = 16,88.$$

$$\rho_{нор} = 16,88 / 22,4135 = 0,753 \text{ кг / м}^3.$$

Относительную плотность газа по воздуху определим по выражению (1.4). Плотность воздуха при нормальных условиях равна $\rho_{воздуха\ нор} = 1,293 \text{ кг/м}^3$.

$$\Delta = 0,753 / 1,293 = 0,58.$$

Плотность природного газа при заданных давлении и температуре определим по выражению (1.14). Коэффициент сжимаемости природного газа при нормальных условиях определим по выражению (1.23) в зависимости от приведенных давления и температуры природного газа (1.17) и (1.18).

$$P_{пр.смеси} = P_{смеси} / P_{кр.смеси} = \frac{101325}{4687000} = 0,021.$$

$$T_{пр.смеси} = T_{смеси} / T_{кр.смеси} = \frac{273,15}{193,6} = 1,41.$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,41 + 0,78 \cdot 1,41^2 + 0,0107 \cdot 1,41^3 = 0,211.$$

$$Z_{нор} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,021}{0,211} = 0,99.$$

Из выражения (1.14) находим плотность:

$$\rho_l = \frac{\rho_{нор} \cdot T_{нор} \cdot z_{нор} \cdot P_1}{P_{нор} \cdot T_1 \cdot z_1} = \frac{0,753 \cdot 273,15 \cdot 0,99 \cdot 7500000}{101325 \cdot 323 \cdot 0,906} = 48,5 \text{ кг /м}^3 .$$

Коэффициент динамической вязкости газа μ определяем по выражению (1.24). Плотность газа при стандартных условиях находим из выражения (1.14).

$$\rho_{стан} = \frac{\rho_{нор} \cdot T_{нор} \cdot z_{нор} \cdot P_{стан}}{P_{нор} \cdot T_{стан} \cdot z_{стан}} = \frac{0,753 \cdot 273,15 \cdot 0,99 \cdot 101325}{101325 \cdot 293 \cdot 0,98} = 0,710 \text{ кг /м}^3 .$$

$$\begin{aligned} \mu &= 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + 0,71 \cdot (1,1 - 0,25 \cdot 0,71)] \cdot \dots \\ &\dots \cdot [0,037 + 1,67 \cdot (1 - 0,104 \cdot 1,67)] \cdot \left[1 + \frac{1,60^2}{30 \cdot (1,67 - 1)} \right] = 0,0000105 \text{ Па} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Так как в заданном составе природного газа объемное содержание метана превышает 85%, то для определения теплоемкости газа при постоянном давлении используем выражение (1.32):

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 323 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(7,5 - 0,1)}{323^3} = 2,719 \text{ кДж / (кг} \cdot \text{К)}$$

Пример 2.

Задание: определить необходимое для обеспечения заданной пропускной способности количество ниток магистрального газопровода; количество компрессорных станции; оценить эффективность применения на магистральном газопроводе лупинга.

Исходные данные для расчета:

1. Тепло-физические свойства транспортируемого природного газа:
 - относительная плотность газа по воздуху $\Delta = 0,66$
 - теплоемкость газа при постоянном давлении $C_p = 2020 \text{ Дж / (кг} \cdot \text{К)}$
 - коэффициент сжимаемости газа $Z = 0,898$
 - плотность газа при стандартных условиях $\rho_{стан} = 0,74 \text{ кг /м}^3$

- коэффициент динамической вязкости газа $\mu = 10,218$ мкПа·с
- 2. Коммерческий расход по магистральному газопроводу $Q_{\Sigma} = 40$ млрд. м³/год
- 3. Внутренний диаметр газопровода $D = 1400$ мм
- 4. Давление природного газа на выходе из компрессорной станции $P_{нач} = 5.5$ МПа
- 5. Температура природного газа на выходе из компрессорной станции $T_H = 40^{\circ}\text{C}$
- 6. Температура окружающей среды $T_0 = - 10^{\circ}\text{C}$
- 7. Степень повышения давления в нагнетателе $\varepsilon = 1,3$
- 8. Коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стенки газопровода $k_9 = 0,05$
- 9. Расстояние между компрессорными станциями $L = 100$ км
- 10. Суммарная длина газопровода $L_{\Sigma} = 5$ тыс. км.
- 11. Способ прокладки газопровода – подземный
- 12. Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{грунта} = 2,0$ Вт/(м·К)
- 13. Относительная длина лупинга $\bar{x} = 0,5$.
- 14. Внутренний диаметр лупинга принять равен внутреннему диаметру газопровода.

Решение:

Объемный расход газа через одну нитку описывается уравнением (2.8). Определим значения величин, входящих в данное выражение.

Давление в конце газопровода $P_{кон}$ определим с учетом потерь давления во входных $\delta P_{вход}$ и выходных $\delta P_{вых}$ технологических коммуникациях компрессорной станции (см. приложение 2) по заданной степени сжатия нагнетателя ε :

$$\varepsilon = P_{нагнет} / P_{всас} ,$$

где $P_{нагнет}$ – давление на выходе из нагнетателя, Па;

$P_{всас}$ – давление на входе в нагнетатель, Па.

$$P_{нач} = P_{нагнет} - \delta P_{вых} ;$$

$$P_{всас} = P_{кон} - \delta P_{вход} .$$

Таким образом, давление в конце газопровода определим по выражению:

$$P_{кон} = P_{всас} + \delta P_{выход} = \frac{P_{нагнет}}{\varepsilon} + \delta P_{выход} = \frac{P_{нач} + \delta P_{вых}}{\varepsilon} + \delta P_{выход}.$$

Принимаем одноступенчатую систему очистки технологического газа и аппараты воздушного охлаждения в качестве устройств охлаждения технологического газа. Тогда:

$$P_{кон} = \frac{5,5 + 0,07 + 0,06}{1,3} + 0,15 = 4,48 \text{ МПа} = 4480000 \text{ Па}.$$

Среднюю температуру газа в газопроводе T определим по уравнению (2.15), пренебрегая эффектом дросселирования газа.

Для определения входящего в уравнение (2.15) расчетного коэффициента a (2.16) зададимся в первом приближении массовым расходом газа $G = 250$ кг/сек и определим значения входящих в уравнение (2.15) расчетных коэффициентов.

Значение коэффициента теплопередачи $K_{тепл.}$ для заданного способа прокладки газопровода определим по выражению (2.27). Базовый коэффициент теплопередачи \bar{k} определим по эмпирической зависимости, представленной на рисунке 7 с учетом заданных характеристик грунта $\lambda_{грунта} = 2,0$ Вт/(м·К) и потребной глубины заложения газопровода. Потребную глубину заложения газопровода принимаем равной 1,0 м в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 (см. приложение 3). Тогда относительная глубина заложения газопровода будет равна 0,98 и базовый коэффициент теплопередачи будет равен $\bar{k} = 2,5$ Вт/(м²·К). Определим значение коэффициента теплопередачи $K_{тепл.}$ (2.27):

$$K_{тепл.} = 0,98 \cdot \left(\frac{1}{1,02} \right)^{0,9} = 0,96 \text{ Вт/м}^2.$$

Определим значение расчетного коэффициента a (2.16):

$$a = \frac{0,96 \cdot 3,14 \cdot 1,4}{2020 \cdot 250} = 0,0000083.$$

Определим среднюю температуру газа в газопроводе T по выражению (2.37):

$$T = 263 + (313 - 263) \cdot \frac{1 - e^{-0,0000083 \cdot 100000}}{0,0000083 \cdot 100 \cdot 10^3} = 297,2 \text{ К}.$$

Определим коэффициент гидравлического сопротивления газопровода по выражению (2.9), для чего рассчитаем по выражению (2.13) число Рейнольдса, характеризующее режим течения газа в газопроводе. Объемный расход газа, соответствующий принятому в первом приближении массовому расходу $G = 250$ кг/сек, составит:

$$Q = G / \rho_{стан} = 250 / 0,74 = 337,8 \text{ м}^3 / \text{сек.}$$

Число Рейнольдса будет равно (2.13):

$$Re = 17,75 \cdot \frac{0,66 \cdot 337,8}{3,14 \cdot 1,4 \cdot 0,00010218} = 4972167 > 2300.$$

Следовательно, в газопроводе будет квадратичный режим течения газа и коэффициент сопротивления трения определяем по выражению (2.12).

$$\lambda_{трени} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,05}{1,4} \right)^{0,2} = 0,039.$$

Принимаем, что проектируемый газопровод оснащается устройствами для периодической очистки внутренней поверхности стенки $E = 0,95$, следовательно, коэффициент гидравлического сопротивления газопровода будет равен (2.9):

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,039 \cdot \frac{1}{0,95^2} = 0,045.$$

Объемный расход газа по газопроводу составит:

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{293}{101325} \cdot \sqrt{287} \cdot \sqrt{\frac{(5,5 \cdot 10^6)^2 - (4,48 \cdot 10^6)^2}{0,045 \cdot 0,898 \cdot 0,66 \cdot 297,2 \cdot 100 \cdot 10^3}} \cdot 1,4^5 =$$

$$= 331,76 \text{ м}^3 / \text{сек.}$$

Массовый расход газа определим по формуле:

$$G = Q \cdot \rho_{стан} = 331,76 \cdot 0,74 = 245,5 \text{ кг / сек.}$$

Ошибка в данном случае составит:

$$\delta = \left| \frac{250 - 245,5}{250} \right| \cdot 100\% = 1,8\% < 3\%.$$

Определим потребное для обеспечения заданной пропускной способности количество ниток:

$$n_{\text{ниток}} = \frac{Q_{\Sigma}}{Q} = \frac{1268,39}{331,6} = 3,8.$$

Для обеспечения заданной пропускной способности магистрального газопровода необходимо 4 нитки с внутренним диаметром 1400 мм.

Проведем оценку эффективности применения на газопроводе лупинга с заданной относительной длиной $\bar{x} = 0,5$.

При суммарной длине газопровода $L_{\Sigma} = 5$ тыс. км и расстоянии между компрессорными станциями $L = 100$ км на всем газопроводе необходимо установить 50 компрессорных станций.

При использовании лупинга увеличение пропускной способности газопровода определим по выражению (2.56).

$$\chi = \frac{1}{\sqrt{1 - 0,5 \cdot \left[1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{1,4}{1,4} \right)^{2,6} \right]^2} \right]}} = 1,265.$$

Определим возможное сокращение количества компрессорных станций $\Delta n_{\text{кc}}$ при применения на газопроводе лупинга:

$$\Delta n_{\text{кc}} = \chi^2 = 1,265^2 = 1,6.$$

Новое количество компрессорных станций будет равно:

$$n'_{\text{кc}} = \frac{n_{\text{кc}}}{\Delta n_{\text{кc}}} = \frac{50}{1,6} = 32.$$

Таким образом, количество компрессорных станций на магистральном газопроводе при использовании лупинга с относительной длиной $\bar{x} = 0,5$ и диаметром $D_{\text{лупинга}} = 1400$ мм уменьшится на 18 шт.

Пример 3.

Задание: Определить аккумулирующую способность газопровода.

Исходные данные для расчета:

1. Давление в начале газопровода в дневное время суток $P_{1max} = 6,0$ МПа
2. Давление в конце газопровода в дневное время суток $P_{2max} = 4,6$ МПа
3. Давление в начале газопровода в ночное время суток $P_{1min} = 5,0$ МПа
4. Давление в конце газопровода в ночное время суток $P_{2min} = 3,8$ МПа
5. Объемный расход газа по газопроводу $Q = 320 \text{ м}^3 / \text{сек}$
6. Внутренний диаметр газопровода $D = 1000$ мм
7. Длина газопровода $L = 120$ км
8. Средняя температура газа в газопровode $T = 300$ К
9. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода $\lambda = 0,02$
10. Тепло-физические свойства транспортируемого природного газа:
 - относительная плотность газа по воздуху $\Delta = 0,60$
 - коэффициент сжимаемости газа $Z = 0,91$

Решение:

Объем газа, аккумулированный в последнем участке газопровода, определим по выражению (2.52). Определим значения входящих в уравнение (2.52) расчетных коэффициентов A и K по выражениям (2.53) и (2.54).

$$K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{293}{101325} \cdot \sqrt{287} = 0,0384.$$

$$A = \frac{3,14 \cdot 1^2}{6} \cdot \frac{293}{300 \cdot 0,91 \cdot 101325} \cdot \frac{1}{320^2 \cdot \frac{0,02 \cdot 0,91 \cdot 0,6 \cdot 300}{1^5 \cdot 0,0384^2}} = 1,2 \cdot 10^{-7}.$$

Объем газа, аккумулированный в последнем участке газопровода будет равен:

$$V_{ак} = 1,2 \cdot 10^{-7} \cdot (6000000^3 + 3800000^3 - ((6000000^2 - \frac{0,02 \cdot 0,91 \cdot 0,6 \cdot 300}{1^5 \cdot 0,0384^2} \cdot 320 \cdot 120 \cdot 10^3)^{\frac{3}{2}} + (3800000^2 + \frac{0,02 \cdot 0,91 \cdot 0,6 \cdot 300}{1^5 \cdot 0,0384^2} \cdot 320^2 \cdot 120 \cdot 10^3)^{\frac{3}{2}})) = 336,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. ОАО «ГАЗПРОМ», Москва, 2006.
2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов. Москва, Недра, 1988 г., 368 с.
3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования. Уфа, ДизайнПолиграфСервис, 2005 г., 516 с.
4. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станции магистральных газопроводов. Москва, Нефть и газ, 1999 г., 463 с.
5. Шаммазов А.М., Александров В.Н., Гольянов А.И., Коробков Г.Е., Мастобаев Б.Н. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов. Москва, Недра-Бизнесцентр, 2003 г., 404 с.
6. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие. Под общей ред. Земенкова Ю.Д. Тюмень, Вектор Бук, 2003 г., 528 с.
7. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства газов. М., Высшая школа, 1973 г.
8. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача. М., Высшая школа, 1980 г.

Приложение 1.

**Физико-термодинамические свойства углеводородных
компонентов природного газа**

Параметры	Метан	Этан	Про-пан	Изобу-тан	Норм.. бутан	Нормальн. пентан	Гексан
Формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
Молярная масса, М	16,04	30,07	44,1	58,12	58,12	72,15	86,18
Газовая постоянная R, Дж/кг К	523,3	288,8	217,7	188,4	188,4	159,1	138,0
Температура кипения при P=0,1 МПа, К	111,7	188,4	230,8	262,9	272,5	309,2	342,0
Критическая температура, К	190,5	206	369,6	404	420	470,2	507,8
Критическое давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,4	3,9
Критическая плотность, кг/м ³	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2	232,0	--
Коэффициент динамич. вязкости (стандартные условия), мкПа с	10,3	8,3	7,5	6,9	6,9	6,2	5,9
Теплоёмкость (нормальные условия), Дж/(кг·К):	2219,0	1729,1	1574,2	1494,7	1494,7	1452,8	1410,0
- C _p	1695,7	1440,3	1356,5	1306,3	1306,3	1293,7	1272,0
- C _v							
Теплопроводность (нормальные условия), Вт/(м·К)	0,0300	0,0180	0,0148	0,0135	0,0135	0,0128	0,0137
Отношение теплоемкостей C _p / C _v (нормальные условия)	1,309	1,200	1,160	1,144	1,144	1,123	1,295

Приложение 2

Оценочные коэффициенты надежности газопроводов.

Длина газопровода, км	Газопроводы, $K_{нд}$	Двухниточные системы газопроводов, $K_{нд}$	Три и более нитки, $K_{нд}$
500	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,99
1500	0,97	0,98	0,99
2000	0,96	0,97	0,98
2500	0,95	0,97	0,98
3000	0,94	0,96	0,97

Приложение 3.

Глубина залегания труб магистральных газопроводов при подземном способе прокладки в соответствии со СНиП 2.05.06-85

- при диаметре менее 1000 мм 0,8 м;
- при диаметре 1000 мм и более 1,0 м;
- на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению вне зависимости от диаметра 1,1 м;
- в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований вне зависимости от диаметра 1,0 м;

Приложение 4.

Ориентировочные значения внутреннего диаметра газопровода в зависимости от пропускной способности и рабочего давления.

Внутренний диаметр газопровода, мм	Пропускная способность, млн. м ³ /сутки	
	Начальное давление 5,5 МПа	Начальное давление 7,5 МПа
500	4,4...5,5	6,0...7,4
600	7,1...8,8	9,3...11,2
700	10,4...12,3	13,4...16,4
800	14,2...17,5	18,9...23,0
1000	25,2...30,7	33,2...40,5
1200	40,0...48,8	52,9...64,4
1400	58,9...72,3	77,8...95,3

Учебное издание

РАСЧЕТ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
НА СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ

Методические указания

Составители: Канунников Игорь Петрович
Показеев Владимир Петрович

Самарский национальный исследовательский
университет имени академика С.П. Королева
(Самарский университет)
443086, г. Самара, Московское шоссе, 34