



输气管道压气站

动力设备与节能工艺

苗承武 主编



石油工业出版社

输气管道压气站 动力设备与节能工艺

苗承武 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书围绕压气站的设计和操作管理,从理论与实践相结合的角度阐述了输气设备主要是动力设备的优选、优化运行、操作维护以及节能方面的技术措施。

本书可作为输气管道领域的设计人员和管理人员的参考资料,也可供院校相关专业师生参阅。

图书在版编目 (CIP) 数据

输气管道压气站动力设备与节能工艺/苗承武主编.

北京:石油工业出版社,2005.2

ISBN 7-5021-4790-X

I. 输…

II. 苗…

III. 天然气输送-压气站-动力装置

IV. TE974

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2004) 第 102419 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

总 机:(010) 64262233 发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂印刷

2005 年 2 月第 1 版 2005 年 2 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:12.25

字数:307 千字 印数:1—2000 册

定价:40.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

天然气输送管道压气站是输气管道的“心脏”，而输气动力设备是压气站的核心设备。由于输气动力消耗或燃料消耗是输气成本的主要组成部分，优选输气动力设备，降低输气动力消耗，对于降低输气成本、提高输气管道经济效益具有重要意义。本书正是围绕压气站的设计和操作管理，从理论与实践的结合上，阐述了输气设备主要是动力设备的优选、优化运行、操作维护以及节能技术措施。它以俄罗斯在天然气管道设计和管理方面的最新技术资料为基础，同时也吸纳和结合了其他方面的一些资料，技术比较新颖，而且实用性强。

当前，我国正在进行西气东输管道建设，同时中俄天然气管道、陕京二线等管道也在进行前期工作。我国天然气管道建设正进入快速发展的新时期。我们希望本书的出版将为输气管道领域的设计和管理技术人员提供一本用于天然气管道设计、运行管理等方面有价值的参考资料，从而推动天然气管道技术进步。

参加本书编写和基础资料整理的人员有苗承武、陈祖泽、曹伟、王莉、岳小文，苗承武负责全书审定。由于水平有限，缺点甚至错误在所难免，希望广大读者批评指正。

作者

2004年4月30日

目 录

1 天然气管道输送工艺基础	(1)
1.1 基本概念及定义	(1)
1.2 天然气及其组分的热物理性质	(3)
1.3 稳定流态下的天然气流体动力学基本原理	(18)
1.4 天然气管道输送的特点	(23)
1.5 天然气在管道沿线压力和温度的变化	(26)
1.6 天然气管道输送工艺指标和能耗指标的相互关系	(29)
2 压气站	(37)
2.1 压气站的功能	(37)
2.2 压气站的工艺流程	(39)
2.3 天然气在输送前的处理系统	(43)
2.4 输气机组的类型及其特性	(46)
2.5 离心压气机及其特性	(49)
2.6 压气站的脉冲气、燃料气和启动气系统	(60)
2.7 压气站和输气机组的润滑油系统	(62)
2.8 压气站天然气冷却系统	(66)
2.9 压气站运行可靠性保障系统	(71)
3 压气站输气机组操作管理	(72)
3.1 燃气轮机工作原理	(72)
3.2 燃气轮机流通部分的状态对其特性的影响	(76)
3.3 输气机组的启动和加载	(83)
3.4 燃气轮机循环空气净化	(84)
3.5 保持轴流空压机在运行过程中清洁	(90)
3.6 轴流空压机和离心压气机的防喘振保护	(94)
3.7 燃气轮机输气机组在零下温度下的操作特点	(98)
3.8 干线输气管道压气站和输气机组的工况	(104)
3.9 制定压气站输气机组最佳运行方式	(108)
3.10 压气机最高效率工况	(113)
3.11 优化压气站工况	(119)
3.12 压气站使用不同功率机组的必要性	(123)
3.13 压气站电动机组的运行特点	(127)
3.14 燃气轮机和电动机相结合的驱动方式	(131)
3.15 正常和事故停机	(134)
4 燃气轮机运行余热利用	(136)
4.1 输气管道燃气涡轮装置排气余热利用的途径	(136)

4.2	燃气涡轮装置排气余热利用效益	(139)
4.3	输气干线采用回热式燃气轮机的适宜性评价	(145)
4.4	部分负荷下燃气轮机回热器的工作	(148)
4.5	压气站利用蒸汽燃气联合循环装置的可能性	(150)
5	压气站输气机组的可靠性和故障诊断	(157)
5.1	输气机组可靠性指标	(157)
5.2	输气机组的技术诊断种类和方法	(160)
5.3	在运行条件下燃气轮机回热器的诊断	(162)
5.4	输气管道和压气站天然气损失的基本原因	(165)
5.5	压气站天然气漏失量的确定	(169)
5.6	压气站耗气费用定额	(176)
5.7	压气站输气机组最佳服务期限	(178)
5.8	压气站输气设备的意向性评价	(184)

1 天然气管道输送工艺基础

1.1 基本概念及定义

世界各国天然气在内陆输送的主要形式都是管道输送，这首先是由于与相当量的电能沿输电线路输送及液体燃料和其他燃料的铁路运输相比，管道输送的费用相对较低。

现代的天然气输送系统——天然气工业中能耗最大的部门，是制约天然气工业发展的一个部门。这个系统包括：大量的、在工程上很复杂的、功率很大的压气站（建在输气管道沿线每隔 100~200km 的距离上）；地上和地下储气库；接入许多进气和分气支线的、连成环形的输气管道，而输气系统中输气设备操作地区的气候条件又各不相同。

大型天然气管道输送系统是由大直径管道（通常 DN600 以上，目前最大到 1422mm）、压气站及其他站场、天然气处理设施及相关辅助设施组成的复杂系统。

在探讨天然气管道输送的动力工艺问题之前，必须先弄清以下这样一些概念：气体的压力和温度、功和焓、热和热容以及其他状态参数的概念。

此外，在解决天然气管道输送问题时，还要使用以下一些概念：天然气的密度 ρ 、比容 v 、体积流量 Q (m^3/s) 和质量流量 G (kg/h)，以及商品气流量（即标准条件下的体积流量 Q , m^3/d ）。

天然气的标准条件通常是指：在压力 $p = 760\text{mmHg}$ 、温度 $t = 20^\circ\text{C}$ 时的条件。在技术文件中通常可省去“标准条件”或“商品”这样的字眼。

引入天然气体积流量和质量流量的概念是为了在分析研究中引入天然气线速度 c (m/s) 和质量速度 u ($\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$) 的概念。

线速度定义为天然气的体积流量对气流（或管道）横截面的面积之比：

$$c = Q/F \quad (1-1)$$

式中 Q ——在该温度和压力下的天然气体积流量， m^3/s ；

F ——气流（或管道）的横截面积， m^2 。

质量速度定义为天然气的质量流量对气流（或管道）横截面之比：

$$u = G/F \quad (1-2)$$

式中 G ——天然气的质量流量， kg/s ；

F ——气流（或管道）的横截面积， m^2 。

质量速度 u 与线速度 c 之间有如下的关系：

$$u = G/F = \rho \cdot Q/F = \rho c \quad (1-3)$$

在计算中利用质量速度概念的方便之处是：与线速度不同，对截面不变的输气管道而言，质量速度是不变的。

天然气密度 ρ (kg/m^3 或 g/cm^3) 通常定义为天然气的质量 G 对其积 Q 之比。

$$\rho = G/Q \quad (1-4)$$

在计算中可利用天然气相对密度的概念，即天然气的密度 ρ 与同一条件下的干空气的密度 ρ_a 之比：

$$\Delta = \rho / \rho_a \quad (1-5)$$

在 0°C 和大气压力下的天然气密度可根据其摩尔质量 M 来确定：

$$\rho = M / 22.41 \quad (1-6)$$

式中 22.41——在 0°C 和大气压力下 1 千摩尔任何气体的体积， m^3/kmol 。

千摩尔是用千克表示的物质的量，在数值上等于其摩尔质量，例如：千摩尔氧气 (O_2) 等于 32kg、千摩尔二氧化碳 (CO_2) 等于 44kg 等 ($1\text{kmol} = 1000\text{mol}$)。

在解决天然气管道输送问题时常常会遇到天然气密度发生变化的情况，这是由于天然气受到压缩、变热、冷却等原因造成的，此时，天然气质量流量 G 显然不会改变，而密度之所以发生变化只是由于天然气体积发生了变化，在这种情况下，比较方便的是利用天然气比容 v 的概念，它是天然气密度的倒数：

$$v = V/G = 1/\rho \quad (1-7)$$

压力 p 定义为垂直作用于物体表面上的力对该表面的面积之比：

$$p = F_n / f \quad (1-8)$$

式中 F_n ——按法线作用于物体表面的力；

f ——垂直于作用力的物体表面积。

如果施加于物体表面的压力 (F_n) 用牛顿 (N) 作单位，而表面积用 m^2 ，则压力的单位将是 N/m^2 ，这一单位称为帕 (Pa)。实际上，在进行计算时，常采用较大的单位 kPa (1000Pa) 和 MPa (10^6Pa)。

液体和气体的压力用气压计测定的为绝对压力 p ，用压力表测定的为剩余压力（或称表压） p_g 。绝对压力（例如在储罐、管道中）等于表压 p_g 与周围介质的绝对压力 p_0 之和：

$$p = p_g + p_0 \quad (1-9)$$

如果压力表用来测定容器中的真空，则称真空表，在这种情况下，气体的绝对压力由下式确定：

$$p = p_0 + p_v \quad (1-10)$$

式中 p_v ——周围介质的压力与容器中的压力之差，称为真空度，可由真空表测量。

应注意，列入所有计算关系式中的只是气体或液体的绝对压力值。

温度是决定气体状态、受热程度的最重要的热力学参数。在工程实践中，测量气体温度时采用两种温标：摄氏温标和开氏温标（绝对温度）。用开氏度表示的温度读数比用摄氏温度表示的温度读数高 273.16 度，例如，若气体的温度 $t = 20^\circ\text{C}$ ，是其绝对温度 $T = 273.16 + 20 = 293.16$ (K)。

功在力学的一般定义中是这样表述的：功等于作用在运动方向上的力与物体（气体）移动的距离的乘积。在天然气用输气管道输送的条件下，压气站上输气机组所做的功消耗于把天然气从一个压力区移向另一个压力区。气体从一个压力区 (p_1) 移向另一个压力区 (p_2) 所做的功称为势功或技术功：

$$\delta W = -Vdp, \delta w = -\delta W/G = -vdp \quad (1-11)$$

在上面的表述总功 (δW) 或单位功（比功）(δw) 的微分式中的负号表示：当气体从较高的压力区移向较低的压力区 ($p_1 > p_2$) 时功是正的；而当气体从较低的压力区移向较高的压力区时，功是负的。因此，把液体或气体从低压区压向高压区 ($p_1 < p_2$) 的泵或压气机所做的功是负的 ($W_{1,2} < 0$; $w_{1,2} < 0$)，而当液体或气体从高压区 ($p_1 > p_2$) 流向低压区时，功是正的 ($W_{1,2} > 0$; $w_{1,2} > 0$)。

势功 $\delta W = -VdP$ 随之分配到有效功 $\delta W'$ 和不可逆损失 $\delta W''$ 上 ($\delta W = \delta W' + \delta W''$)。

功的不可逆损失 (摩擦、扩散) 的符号总是正的, 这一部分直接转化为内部热交换的热量, 使管道内部的气体变热 ($\delta W' \rightarrow \delta W'' > 0$)。

在管道输送的条件下, 气流的有效功等于动能 dE_c 和引力场中势能 dE_z 的变化:

$$\delta W' = dE_c + dE_z = Gd(C^2/2) + Ggdz \quad (1-12)$$

积分后:

$$W_{1,2} = G(C_2^2/2 - C_1^2/2) + Gg(Z_2 - Z_1) \quad (1-13)$$

在天然气管道输送的工艺计算中以及在确定输气机组的指标时, 有重要意义的是热力学过程的概念。所谓热力学过程通常是指物体状态的任何变化。因此, 这一过程可由天然气任何一个参数为常数的条件来确定, 或由过程中任何一个效应等于零 (例如工作过程中热交换等于零) 的条件来确定。通常采用过程的综合概念, 在这种情况下称这种过程为多变过程: 用引入或排出热量等方法, 物体的所有参数 (压力、体积、温度) 可同时发生变化。

1.2 天然气及其组分的热物理性质

一般纯气田生产的天然气混合物中, 主要的组分是甲烷 (CH_4), 其在混合物中的体积含量达 90%~98%, 其余的 2%~10% 为甲烷的“衍生物”——甲烷的同系物和氧。凝析气田生产的天然气中甲烷含量较低, 一般为 70%~90%, 并含有一定的凝析液。凝析液由轻质汽油馏分和液态的轻烃 (碳氢化合物气体) 组成。

除了上述两类气田的天然气之外, 还有油田伴生气, 在这种伴生气中甲烷的体积含量为 30%~80%。这种气体从升入地表的原油在专门的油气分离器中分出, 在每吨所开采出来的原油中一般含有 100~400m³ 伴生气 (标准状态)。

输气管道所输送的天然气中, 主要成分是甲烷, 因此甲烷的热物理性质实际上也完全决定了天然气的性质。

甲烷是碳氢化合物中最轻的组分, 其密度等于 0.717kg/m³ (标准状态)。甲烷的密度与空气的密度之比 Δ 为 0.554。

甲烷是无色、无气味的气体。它虽然无毒, 但当它在空气中的浓度很大时, 会引起窒息。在压力为 0.1MPa、温度为 -162℃ 的条件下, 甲烷就开始液化。

在同系物系列中紧随甲烷之后的就是乙烷 (C_2H_6), 其密度接近空气的密度。当压力为 0.1MPa、温度为 20℃ 时, 可把乙烷看成是理想气体。从纯气田开采出来的天然气中只含有少量的乙烷。在天然气的组成中乙烷的含量增加, 天然气的燃烧热也就增加。因此, 乙烷是气态燃料中很重要的组分。

下一个饱和碳氢化合物是丙烷 (C_3H_8), 它的重量是空气的 1.5 倍, 丙烷与乙烷在组成上的区别在于丙烷的分子多了一组 CH_2 。该同系物的每下一个碳氢化物与上一个的区别就是多一组 CH_2 。在纯气田的天然气中丙烷的含量相对比较少, 而在凝析气田的天然气中丙烷的含量就比较多。

丙烷很容易液化, 在大气压力下其液化温度等于 -42℃。当压力降低时, 液化丙烷很容易气化, 这就可以在不高的压力下储存和输送液化丙烷, 而在使用前再将其气化, 以使其在气体状态下燃烧。

丁烷 (C_4H_{10}) 是有两个同分异构体的气体: 正丁烷和异丁烷, 这两个同分异构体在

0.1MPa 的压力下很容易转成液态,在这一压力下,正丁烷变成液体的温度是 -1°C ,而异丁烷是 -10.5°C 。因此,丁烷和丙烷很容易液化,它们构成了轻烃(液化碳氢化合物气体主要是 $\text{C}_2\sim\text{C}_5$)的基础。因为乙烷、丙烷和丁烷的分压很小,因此,在气体混合物中可把它们看成是理想气体。

除了碳氢化合物之外,在天然气的组成中还有不可燃气体(氮、二氧化碳)和氧。

氮(N_2)是二价气体,无色、无气味、无味道。氮实际上与氧不起反应,因此,把它看成是惰性气体。在大多数天然气中它的含量为 $0.5\%\sim 3\%$ 。

二氧化碳(CO_2)是无色的重气体,略有酸味,不能燃烧。当空气中有高含量的二氧化碳($5\%\sim 10\%$,按体积)时,会引起窒息。天然气中二氧化碳的含量通常不超过 1% (体积百分比)。

在0.1MPa的压力下,当温度为 -78°C 时,二氧化碳会绕过液态而直接变成固态,固体二氧化碳为干冰,可用来保存食品。

氧(O_2)是一种无气味、无味道、无色的气体,氧的密度在标准状态下等于 1.43 kg/m^3 。在燃烧过程中氧起氧化剂的作用。在气体燃料中允许氧的含量不超过 1% (体积),这既出于防爆的考虑,也出于防止设备腐蚀的考虑。

1.2.1 天然气的热容

在输气管道的热力计算中通常要采用天然气热容的概念,因为用热容可求出在某过程中加热一单位质量(或体积)、使其温度升高一度所需的热量:

$$C_m = g_z / (t_2 - t_1) \quad (1-14)$$

式中 g_z ——在天然气的加热过程中,为使其温度从 t_1 升到 t_2 而供给天然气单位质量(或体积)的热量;

t_2 、 t_1 ——相应地为天然气的初始温度、终点温度。

在实践中最常使用的是等压过程和等容过程的热容,这样的热容称为等压热容和等容热容,相应地用符号 C_p 和 C_v 来表示。热容 C_z 是一个变量,与温度和压力有关,而对于理想气体,只与温度有关。由式(1-14)确定的热容称为平均热容,用符号 C_{pm} 和 C_{vm} 表示,以区别于实际的热容 C_p 和 C_v ,后者是根据具体给定的温度确定的。

在给定的温度范围内的气体平均热容可根据温度的算术平均值求得,也就是说,为了求得平均热容 C_m ,必须要知道过程的平均温度,根据所找到的平均温度值 t_m ,利用专门的表格,就可求得气体的热容(见表1-1)。

表 1-1 某些气体在恒定(大气)压力下的质量热容 单位: $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$

温度 t $^{\circ}\text{C}$	氧 O_2	氮 N_2	氢 H_2	二氧化碳 CO_2	水 H_2O	甲烷 CH_4	空 气
0	0.917	1.010	14.21	0.820	1.855	2.190	1.005
100	0.925	1.038	14.35	0.871	1.867	2.471	1.005
200	0.938	1.047	14.43	0.913	1.888	2.800	1.013
300	0.950	1.051	14.46	0.950	1.913	3.206	1.017
400	0.967	1.056	14.49	0.984	1.938	3.650	1.030
500	0.980	1.060	14.52	1.013	1.968	4.104	1.038
600	0.992	1.073	14.56	1.042	2.001	4.545	1.051

续表

温度 t ℃	氧 O ₂	氮 N ₂	氢 H ₂	二氧化碳 CO ₂	水 H ₂ O	甲烷 CH ₄	空 气
700	1.005	1.089	14.60	1.066	2.030	4.991	1.063
800	1.017	1.101	14.66	1.088	2.064	—	1.072
900	1.026	1.109	14.72	1.109	2.097	—	1.084
1000	1.034	1.118	14.79	1.126	2.131	—	1.093
1100	1.042	1.130	14.87	1.143	2.164	—	1.104
1200	1.051	1.139	14.95	1.160	2.194	—	1.109
1300	1.059	1.147	15.04	1.172	2.227	—	1.118
1400	1.063	1.155	15.13	1.185	2.257	—	1.126
1500	1.072	1.164	15.22	1.197	2.286	—	1.130

对于理想气体，热容只是温度的函数，而对于真实气体，热容是温度和压力的函数。在实际计算中，平均热容也可按下式计算：

$$C_{pm} = (h_2 - h_1) / (t_2 - t_1) \quad (1-15)$$

式中 h_2, h_1 ——天然气在过程起点和终点的焓。

焓的值可按该气体或物质的相应的表格或曲线图查得。对于理想气体，焓只是温度的函数 $h = f(t)$ ；而对于真实气体，焓是温度和压力的函数 $h = f(t, p)$ 。

1.2.2 天然气混合物

因为天然气是一种混合气，由一系列相互不起化学作用的纯净物质组成，因此，为了确定这种混合气的特性（混合气的热容、平均摩尔质量等），首先必须知道其组成。混合气的组成通常可通过如下方法来确定：找出这一混合气中所含组分的质量浓度或摩尔浓度。“摩尔”是指以克表示的物质的量，数值上等于其摩尔质量，而“千摩尔”是指以千克表示的物质的量，数值上也等于其摩尔质量。

天然气组分的物理特性列于表 1-2 中。

表 1-2 天然气组分的物理特性

天然气的组分	分 子 式	摩 尔 质 量	密度 kg/m ³	相对于空气的 密度	液化温度 ℃
甲烷	CH ₄	16.04	0.72	0.55	-161.5
乙烷	C ₂ H ₆	30.07	1.36	1.05	89
丙烷	C ₃ H ₈	44.09	2.02	1.55	42
丁烷	C ₄ H ₁₀	58.12	2.70	2.08	-1
戊烷	C ₅ H ₁₂	75.15	3.22	2.50	+36
己烷	C ₆ H ₁₄	86.18	—	3.00	+68
乙烯	C ₂ H ₄	28.05	1.26	0.98	-104
丙烯	C ₃ H ₆	42.08	1.92	1.48	-48
丁烯	C ₄ H ₈	56.10	2.60	2.00	-6
戊烯	C ₅ H ₁₀	70.13	3.13	—	—

续表

天然气的组分	分子式	摩尔质量	密度 kg/m ³	相对于空气的密度	液化温度 ℃
乙炔	C ₂ H ₂	26.04	1.17	0.31	-84
苯	C ₆ H ₆	78.11	3.48	—	—
一氧化碳	CO	28.01	1.25	0.97	-192
二氧化碳	CO ₂	44.01	1.98	1.53	-78
硫化氢	H ₂ S	34.08	1.54	1.19	+46
氮	N ₂	28.02	1.25	0.97	-196
氧	O ₂	32.00	1.43	1.10	-186
氢	H ₂	2.02	0.09	0.07	-253
水蒸气	H ₂ O	18.02	0.77	0.59	+100

第 m_i 组分的质量浓度就是该组分的质量 G_i 对整个混合气质量 G 之比:

$$m_i = G_i / G \quad (1-16)$$

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + \cdots + G_n = \sum_{i=1}^n G_i \quad (1-17)$$

组成混合气的所有组分的质量分数等于 1:

$$\sum_{i=1}^n m_i = \sum_{i=1}^n G_i / G = 1 / G \sum_{i=1}^n G_i = G / G = 1 \quad (1-18)$$

相应地由下式确定混合气的等压热容:

$$C_{pm} = \sum_{i=1}^n m_i C_{pi} \quad (1-19)$$

式中 m_i ——混合气第 i 组分的质量分率;

C_{pi} ——第 i 组分的等压热容;

n ——混合气中组分的数目。

第 r_i 组分的摩尔浓度称为该组分的千摩尔数 $\bar{G}_i$ 与千摩尔总数 $\bar{G}$ 之比:

$$r_i = \bar{G}_i / \bar{G} \quad (1-20)$$

$$\bar{G} = \bar{G}_1 + \bar{G}_2 + \bar{G}_3 + \cdots + \bar{G}_n = \sum_{i=1}^n \bar{G}_i \quad (1-21)$$

组成混合气所有组分的摩尔浓度之和等于 1:

$$\sum_{i=1}^n r_i = \sum_{i=1}^n \frac{\bar{G}_i}{\bar{G}} = \frac{1}{\bar{G}} \sum_{i=1}^n \bar{G}_i = \frac{\bar{G}}{\bar{G}} = 1 \quad (1-22)$$

某组分的质量 G_i 与该组分的摩尔数之比等于其摩尔质量 μ_i , 而整个混合气的质量 G 与其摩尔数之比等于混合气的摩尔数 μ_m :

$$\mu_i = G_i / \bar{G}_i; \mu_m = G / \bar{G} \quad (1-23)$$

根据以上列出的关系式, 混合气的平均摩尔质量可由下式确定:

$$\mu_m = G / \bar{G} = \sum_{i=1}^n r_i \mu_i = \frac{1}{\sum_{i=1}^n m_i \mu_i} \quad (1-24)$$

理想气体混合气组分的摩尔浓度在数值上等于其体积分数, 后者等于某组分在混合气的

压力和温度下的体积 V_i 与整个混合气体积 V 之比。因此，天然气混合气组分的体积分数在许多情况下也可通过下面的压力比来确定：

$$r_i = p_i / p_m \quad (1-25)$$

式中 p_i ——混合气组分的分压；

p_m ——混合气整体压力。

在输气管道上应有相关的实验室，用色谱分析法定期地分析天然气的组分。

例 1-1 确定天然气组分的摩尔浓度及其摩尔质量，该天然气组分的体积百分比如下：甲烷 CH_4 —94%，乙烷 C_2H_6 —3%，丙烷 C_3H_8 —1.5%，丁烷 C_4H_{10} —0.5%，二氧化碳 CO_2 —1%。

解 按式 (1-20) 算出组分的摩尔浓度：

$$r_1 = 0.94, r_2 = 0.03, r_3 = 0.015, r_4 = 0.005, r_c = 0.01$$

按式 (1-24)，并考虑到各组分的摩尔质量的数值，可得出：

$$\begin{aligned} \mu_m &= \sum r_i \mu_i = 0.94 \times 16.04 + 0.03 \times 30.07 + 0.015 \times 44.09 \\ &\quad + 0.005 \times 58.12 + 0.01 \times 44.04 = 17.37 (\text{kg/kmol}) \end{aligned}$$

1.2.3 天然气的燃烧热

在进行热工计算时，实际上经常会碰到燃料的燃烧热概念或热值的概念。热值是指在正常或标准条件下（压力、温度），完全燃烧单位量（kg 或 m^3 ）物质所放出的热量。

在计算中要区分高热值 Q_H 和低温值 Q_L 。高热值称为当完全燃烧单位量（kg 或 m^3 ）物质时放出的热量（kJ），同时要考虑氢氧化时形成的水蒸气的冷凝。低温值称为在正常或标准条件下完成燃烧单位量（kg 或 m^3 ）物质时放出的热量（kJ），但不考虑水蒸气冷凝时放出的热量。在燃料燃烧热数值的基础上可算出气体燃料的需用量，以及输气机组和其他利用燃气的装置的效率。

在计算中采用的通常只是燃料的低热值，这是因为从利用燃气的装置中排出的燃烧产物具有相当高的温度，比露点温度高得多，燃烧产物中所含的水蒸气就是在露点温度下发生凝结的。

天然气某些组分的低热值列于表 1-3 中。

表 1-3 天然气某些组分的低热值

天然气 组分	甲烷 CH_4	乙烷 C_2H_6	丙烷 C_3H_8	丁烷 C_4H_{10}	戊烷 C_5H_{12}	己烷 C_6H_{14}
低热值, kJ/ m^3	35580	64450	92940	118680	146130	173760

应当指出的是，文献中引用的有关气体燃料某些组分燃烧热的数值常常互不相同，这在某种程度上是由于在计算燃料本身的基本特性时的差别所引起的。

例 1-2 求天然气的低热值，该天然气组分的含量百分比如下：甲烷 CH_4 —94%，乙烷 C_2H_6 —3%，丙烷 C_3H_8 —1.5%，丁烷 C_4H_{10} —1%，戊烷 C_5H_{12} —0.5%。

解 燃料的低热值按下式计算：

$$Q_L = Q_1 \frac{r_1}{100} + Q_2 \frac{r_2}{100} + \cdots + Q_n \frac{r_n}{100}$$

式中 Q_n ——天然气组分的燃烧热；

r_n ——天然气组分的含量百分比。

根据上述公式，可得出：

$$Q_L = 35880 \times 0.94 + 64450 \times 0.03 + 92940 \times 0.015 \\ + 118680 \times 0.1 + 146130 \times 0.005 = 38672 (\text{kJ/m}^3)$$

利用天然气密度，可换算成质量燃烧热：

$$Q_L, \text{kJ/kg} = (Q_L, \text{kJ/m}^3) / \rho, \text{kg/m}^3$$

按下列公式把天然气的燃烧热从正常条件换算成标准条件：

$$Q_L(20^\circ\text{C}) = Q_L(0^\circ\text{C}) \frac{273.2}{273.2 + 20}$$

根据现行的要求，在天然气工业体系内，在进行热工计算时天然气额定的低热值可取 34541 kJ/m³。

1.2.4 天然气—空气混合气的爆炸极限

排除形成有爆炸危险的天然气—空气混合气浓度的可能性，以及排除出现这种混合气起火源头（火焰、火花）的可能性永远是压气站工作人员的基本任务。当天然气—空气混合气爆炸时，爆炸区域内的压力急剧升高，从而造成建筑结构的破坏，而火焰的传播速度将达到每秒几百米。以甲烷为例，甲烷—空气混合气的自燃温度在 700℃ 的等级上，而甲烷，正如已经提到的，是天然气的主要组分。

当天然气—空气混合气在 0.1 MPa 压力下爆炸时，产生的压力达 0.8 MPa 左右。如果天然气—空气混合气中含有 5%~15% 的甲烷、2%~10% 的丙烷、2%~9% 的丁烷等，混合气就会发生爆炸。天然气—空气混合气的爆炸极限随压力的升高而缩小。应当指出，天然气中如含有氧，将会增加爆炸的危险性。

在温度为 20℃、压力为 0.1 MPa 的条件下，在与空气混合气中的某些气体的爆炸极限和爆炸范围列于表 1-4 中。

表 1-4 某些气体（在与空气的混合气中）的爆炸极限和
爆炸范围（温度 20℃，压力 0.1 MPa）

某些气体	爆炸极限（体积%）		爆炸范围 （体积%）
	下 限	上 限	
乙炔	2.3	82.0	79.7
丁烷	1.5	8.5	7.0
丁烯	1.7	9.0	7.3
氢	4.0	75.0	71.0
甲烷	5.0	15.0	10.0
油田伴生气	4.0	14.0	10.0
一氧化碳	12.5	75.0	62.5
天然气	5.0	15.0	10.0
丙烷	2.0	9.5	7.5
丙烯	2.2	9.7	7.5
乙烷	3.0	14.0	11.0
乙烯	3.0	33.3	30.3

1.2.5 理想气体定律和真实定律计算关系式

遵循克拉珀珑方程 ($PV = RT$) 的气体通称理想气体。同时,理想气体也可以是指这样的气体,其内部不存在分子间的相互作用力,而分子本身的体积等于零。目前可以肯定地说,没有哪一种真实气体是遵循这一气体定律的。但虽然如此,这些特殊的气体定律仍广泛地应用于技术计算中。

理想气体定律既简单,又能很好地描述在下列条件下的真实气体的性状:压力不高、温度不低,远离饱和区和临界点。波义尔—马里奥特定律、盖·吕萨克定律、阿伏加德罗定律,以及在上述定律基础上得出的克拉珀珑—门捷列夫方程获得了最实际的推广。

波义尔—马里奥特定律表述如下:在恒定温度下 ($t = \text{const}$),理想气体的绝对压力与比容的乘积是一恒定值 ($pv = \text{const}$),也就是说,绝对压力与比容的乘积只与温度有关,因此,当 $t = \text{const}$ 时,可得出:

$$p_1 v_1 = p_2 v_2 \quad (1-26)$$

盖·吕萨克定律表述如下:在恒定的压力下 ($p = \text{const}$),理想气体的体积与温度的升高成正比例地变化:

$$v = v_0(1 + \alpha t) \quad (1-27)$$

式中 v ——当温度为 $t^\circ\text{C}$ 、压力为 p 时的气体比容;

v_0 ——当温度 $t_0 = 0^\circ\text{C}$ 、在同一压力下的气体比容;

α ——理想气体在 0°C 时的体积膨胀温度系数。

体积膨胀温度系数在所有的压力下都保持同一个值,而且对所有的理想气体都一样:

$$\alpha = \frac{1}{273.16} \text{K}^{-1} \quad (1-28)$$

因此,盖·吕萨克定律可简化如下:理想气体在恒定的压力下 ($p = \text{const}$) 当温度发生变化时的体积膨胀是线性的,而体积膨胀温度系数 (α) 是理想系统的通用常数。

把波义尔—马里奥特定律与盖·吕萨克定律进行对比就可获得如下的理想气体状态方程:

$$pv = RT \quad (1-29)$$

式中 v ——气体的比容;

p ——气体的绝对压力;

R ——理想气体的单位气体常数;

T ——理想气体的绝对温度:

$$t = \frac{pv}{R} = t + 1/\alpha \approx t + 273.2 \quad (1-30)$$

单位气体常数 R 的物理意义:这是在 $p = \text{const}$ 的过程中当温度变化 1°C 时的单位功。

阿伏加德罗定律可表述如下:1mol 理想气体的体积与气体的性质无关,而完全取决于物质的压力和温度 (p, T)。在此基础上可得出如下结论:在相同压力和温度下的不同气体的摩尔体积是相等的。如设 v 为气体的比容,而 μ 为摩尔质量,则摩尔体积等于:

$$\bar{v} = \mu v \quad (1-31)$$

在相同的压力和温度下,不同气体的摩尔体积:

$$\bar{v} = \mu v = \mu RT/p = f(p, T) = \text{const} \quad (1-32)$$

因为在一般情况下气体的单位摩尔体积只与压力和温度有关，所以式 (1-32) 中的乘积 μR 对所有的气体都是一样的，因此称为通用气体常数：

$$\bar{R} = \mu R = 8314 \text{ J}/(\text{kmol} \cdot \text{K}) \quad (1-33)$$

由式 (1-33) 得出结论：某些气体的单位气体常数 R 可通过其摩尔质量来确定，例如，氮 (N_2) 的单位气体常数：

$$R = \bar{R}/\mu_{\text{N}_2} = 8314/28 = 297 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K}) \quad (1-34)$$

对于 Gkg 的气体，考虑到 $Gv = V$ ，克拉珀珑方程可写成如下形式：

$$pV = GRT = \bar{G}\bar{R}T \quad (1-35)$$

式中 G ——以千摩尔为单位的物质的量， $\bar{G} = G/\mu$ 。

对于 1kmol 的气体：

$$p\bar{v} = \mu RT = \bar{R}T \quad (1-36)$$

上述方程是由俄罗斯学者门捷列夫获得的，通常称此方程为克拉珀珑—门捷列夫方程。

在正常物理条件下 ($t = 0^\circ\text{C}$, $p = 101.1 \text{ kPa}$)，理想气体摩尔体积的值等于：

$$\bar{v} = \frac{\bar{R}T}{p} = \frac{8314 \times 273.16}{101.1 \times 10^3} = 22.4 \text{ m}^3/\text{kmol} \quad (1-37)$$

相应地，考虑到 (1-37) 式，可以确定气体在 0°C 和大气压力下的密度：

$$\rho = \mu_m/22.4 \text{ kg}/\text{m}^3 \quad (1-38)$$

真实气体的状态方程通常是以克拉珀珑方程为基础，对其引入一个修正系数 Z (压缩系数) 而得出的，压缩系数考虑了真实气体与理想气体的偏差，或者以扣除一个 Δv 的形式表示， Δv 考虑了理想气体的比容与真实气体的偏差：

$$p/\rho = pv = ZRT \quad (1-39)$$

$$v = RT/p - \Delta v \quad (1-40)$$

$$Z = 1 - p\Delta v/RT; \Delta v = (1 - Z)RT/p = f(p, T) \quad (1-41)$$

修正量 Z 、 Δv 通常以表格或曲线图的形式给出。图 1-1 所示的是表示压缩系数与所谓的气体对比 (或称换算) 参数 (压力和温度) 关系的诺模图：

$$\pi = p/p_c; \tau = T/T_c \quad (1-42)$$

式中 π , p 和 p_c ——相应地为气体的对比 (或称换算) 压力、绝对压力和临界压力；

τ , T 和 T_c ——相应地为气体的对比 (或换算) 温度、绝对温度和临界温度。

临界压力称为这样的压力，在此压力或高于此压力的情况下液体的温度不论升得多高都不能让其转变或蒸汽。

这样的温度称为临界温度，在此温度或高于此温度的情况下，压力不论升得多高，都不可能使蒸汽冷凝。

混合气的平均临界温度和平均临界压力按照混合规则 (相加规则) 确定：

$$T_c = r_1 T_{c1} + r_2 T_{c2} + r_3 T_{c3} + \cdots + r_n T_{cn} \quad (1-43)$$

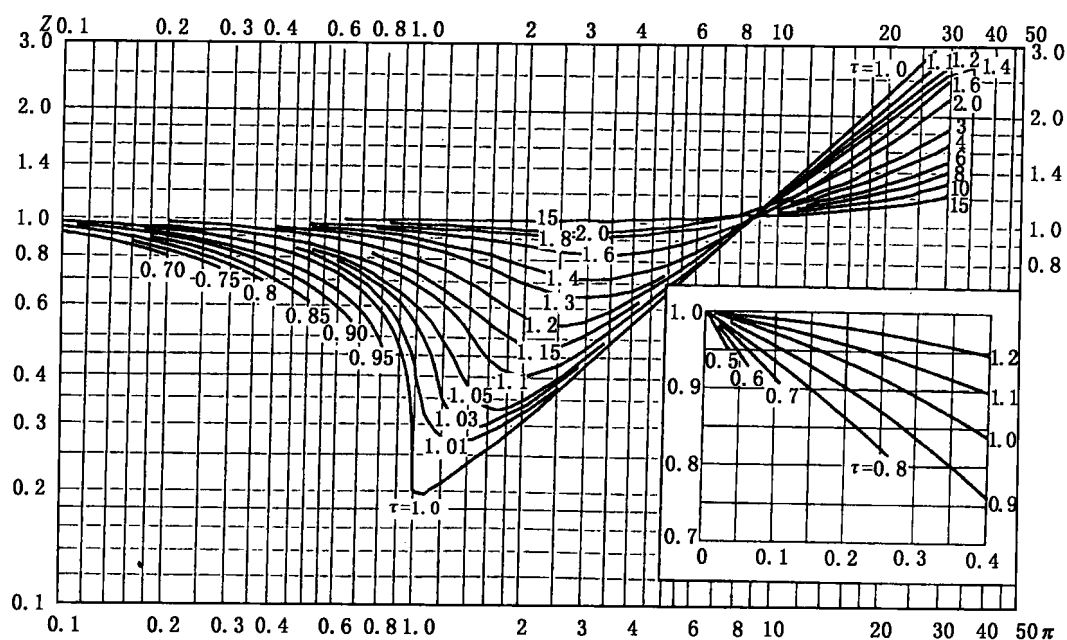


图 1-1 气体的压缩系数与对比压力和温度的关系曲线

$$p_c = r_1 p_{c1} + r_2 p_{c2} + r_3 p_{c3} + \cdots + r_n p_{cn} \quad (1-44)$$

式中 $r_1, \dots, r_n$ ——混合气组分的体积浓度。

在进行工程计算时，压缩系数 Z 可根据混合气的对比（或称换算）温度和对比压力按图 1-1 上的通用诺模图来确定，或根据压力 p 天然气对空气的相对密度 Δ 和温度 t ($^{\circ}\text{C}$) 按图 1-2 上的诺模图来确定。

某些气体临界参数的数值列于表 1-5 中。

相应于天然气管道输送条件下的甲烷剩余体积（扣除额 Δv ）的数值见表 1-6。

表 1-6 中的数据说明，在进行工程计算时，天然气管道输送条件下的扣除额 Δv 的计算式可以用一种只是与温度有关的函数来表示：

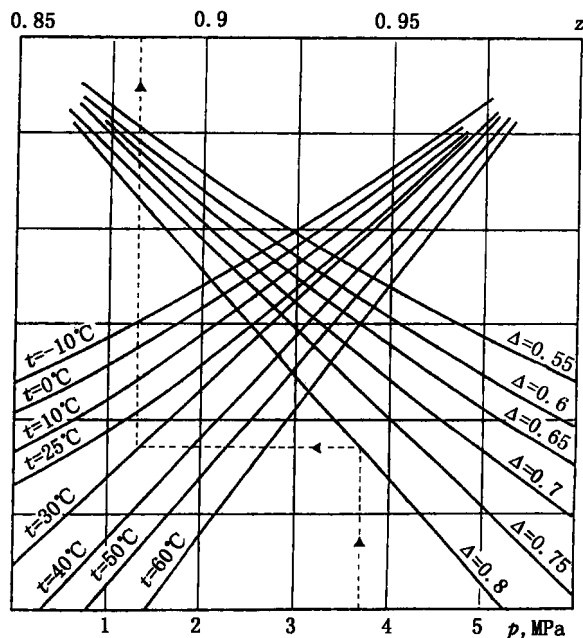


图 1-2 根据 p 、 Δ 和 t 确定 Z 的诺模图

$$\Delta v = \frac{a_1}{T^n} - a_0 \quad (1-45)$$