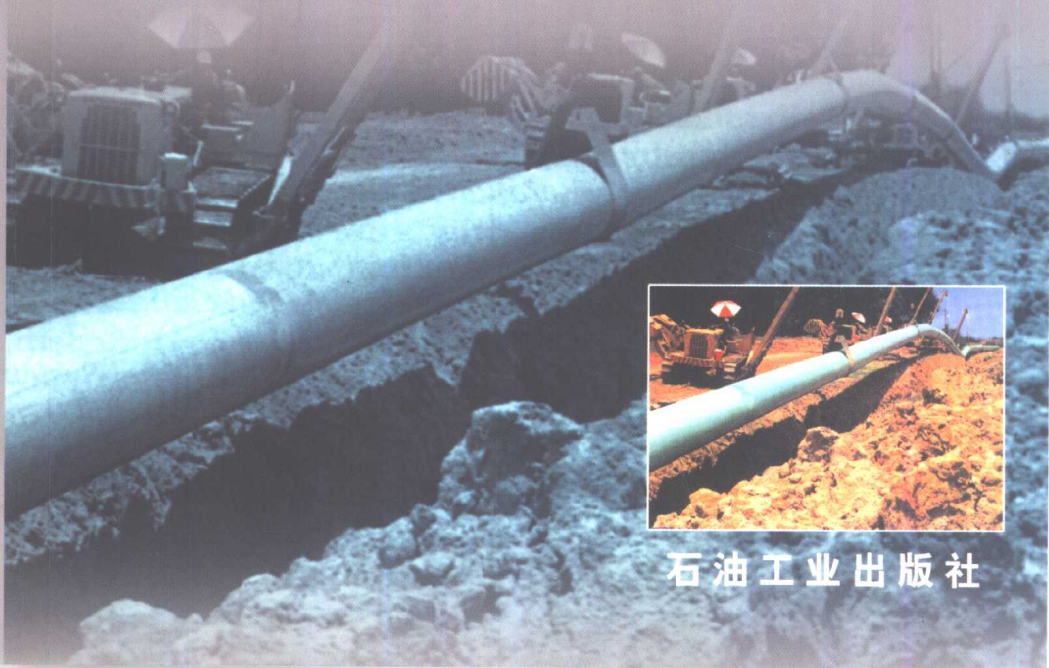


Ganxian Shuqi Guandao Shiyong Gongyi Jisuan Fangfa

干线输气管道 实用工艺计算方法

苗承武 蔡春知 陈祖泽 编著



石油工业出版社

干线输气管道实用工艺 计算方法

苗承武 蔡春知 陈祖泽 编著

石油工业出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

干线输气管道实用工艺计算方法/苗承武等编著.

北京:石油工业出版社,2001.9

ISBN 7-5021-3409-3

I. 干...

II. 苗...

III. 煤气管道:干线管道-计算

IV. TU996.7

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2001) 第 032018 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

850×1168 毫米 32 开本 4 印张 104 千字 印 1—1000

2001 年 9 月北京第 1 版 2001 年 9 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-3409-3/TE·2542

定价: 8.00 元

目 录

1 近似计算法	(1)
1.1 概述	(1)
1.2 水平输气管的计算	(3)
1.2.1 基本计算公式	(3)
1.2.2 公式中参数的确定及单位	(3)
1.3 水力摩阻系数	(5)
1.4 天然气在输气管计算段中的平均温度 t_{cp}	(7)
1.5 压气站间距 l 和压气站数 $n_{c.s.}$	(9)
1.5.1 压气站间距 l	(9)
1.5.2 压气站数 $n_{c.s.}$	(11)
1.6 压气站所需的总功率 (单站计算功率) N_0	(12)
1.7 确定燃—压机组数、估算燃料气耗量	(14)
1.7.1 燃气轮机选型	(14)
1.7.2 燃气轮机功率换算 (把额定功率 N_{ISO} 换算成 可用功率 N_{site})	(16)
1.7.3 确定燃—压机组数 $n_{t.c}$	(17)
1.7.4 压缩机实际消耗功率 N_{comp}	(18)
1.7.5 热耗率换算 (把额定热耗率 HR_{ISO} 换算成 实际工作条件下的热耗率 HR_{site})	(20)
1.7.6 燃料气耗量	(21)
1.8 耗钢量的计算	(22)
1.9 输气管工艺计算步骤和实例	(22)
2 精确计算法——地形起伏地区输气管计算方法	(39)
2.1 地形起伏地区输气管基本计算公式	(39)
2.2 输气管计算段的热力计算	(40)

2.2.1	计算段的平均温度 t_{cp}	(40)
2.2.2	计算段沿线任意点的温度	(42)
2.2.3	计算段的起点温度	(42)
2.3	天然气的定压比热 C_p	(42)
2.4	焦—汤系数 D_i	(44)
2.5	地下输气管总传热系数 K_{cp}	(47)
2.6	输气管热力计算示例	(49)
2.7	天然气平均压缩性系数 Z_{cp}	(52)
2.8	地形起伏地区输气管压气站站址布站方法	(54)
3	调整站址、进气、分气、末段储气等算法	(63)
3.1	增设副管调整压气站站址的计算方法	(63)
3.2	用变径管调整压气站站址的计算方法	(67)
3.2.1	站址前移	(67)
3.2.2	站址后移	(68)
3.3	有分气点和进气点的干线输气管的计算	(71)
3.3.1	沿线有分气点的水平输气管	(72)
3.3.2	沿线有进气点的水平输气管	(78)
3.3.3	沿线既有进气点、又有分气点的水平 输气管	(84)
3.3.4	沿线有分气点的地形起伏地区输气管	(92)
3.3.5	沿线有进气点的地形起伏地区输气管	(95)
3.3.6	沿线既有进气点、又有分气点的地形 起伏地区输气管	(99)
3.4	输气管末段储气	(99)
3.4.1	输气管末段工况的特点	(99)
3.4.2	输气管末段储气能力的计算	(100)
3.4.3	满足昼夜“调峰”要求的末段长度和 管径的计算	(106)
附录 1	压气站站内工艺管线和设备中的压力损失	(115)
附录 2	干线输气管评估性可靠性系数 $K_{\text{нв}}$	(116)

附录 3 俄罗斯不同气候地区输气管的最优平均输量.....	
.....	(117)
附录 4 输气管最优输量（俄罗斯）	(118)

1 近似计算法

1.1 概述

在进行输气管道规划方案研究时，要从众多可能的输气方案（由不同输量、不同管径、不同压力等级、不同压比组配而成的各种方案）中，通过工艺计算和技术—经济测算，选出几个或几组较经济合理、工艺和技术上又较切实可行的较优方案，从而为以后的预可研、可研阶段的深化研究打下基础。

为进行输气方案工艺计算，至少要具备下列基本依据：

年输量 Q ， $10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；

天然气组分、相对密度 Δ ；

线路走向和大致的长度 L ，km。

如果规划中的输气管道沿途有较多的分气点，则还必须知道大致的分气点的距离和分气量，以便在计算中把分气的影响考虑进去。

根据上述这些基本依据，就可着手进行各种输气方案的工艺计算。计算顺序概括如下：

1) 对一种输量，设定几种管径、几个压力等级（如 7.5、8.5、10MPa）、几个压比（根据俄罗斯的经验，在输气管道上一般采用的压比范围为：1.25~1.6），从而组成多种方案；

2) 计算每一个方案的压气站间距；

3) 计算末段长度；

4) 确定压气站数；

5) 计算单站功率；

6) 初选燃—压机组型号，初定机组台数；

7) 计算燃料气耗量；

8) 计算耗钢量。

在上述工艺计算基础上，经济部门根据有关的主要参数指标进行技术—经济测算，算出每一种输气方案的基建投资、输气成本、管输费、终点门站气价等经济指标，通过比较，选出几个或几组较优的输气方案。

一般说来，大型干线输气管道的工艺计算比较复杂：

1) 在计算中要考虑的因素很多，诸如终点与起点的高差、沿线的地形、分气点和进气点的分布及分气量和进气量的大小、输气管道末段的储气功能等；

2) 水力计算和热力计算互相牵制，因为通过上述两种计算所求得参数，正是在计算中应该是互为不可缺少的已知数，但却互为未知数，具体地说，就是：在水力计算中为求得压气站间距 l 必须要知道天然气在输气管计算段 l 中的平均温度 t_{cp} ，而为求得后者而进行热力计算时又必须要知道压气站间距，即计算段长度 l ；

3) 输气管道的水力计算是按计算段进行的，在计算中必须考虑计算段终点与起点的高差及计算段沿线地形的影响，而未求出计算段长度（即压气站间距） l 之前就无法知道计算段终点的位置，从而无法知道其与起点的高差，也无法知道计算段段内沿线完整的地形。

以上仅列举了输气管道工艺计算复杂性的部分事例。当然，利用国内外已开发的有关软件，通过计算机可以迅速求得各种输气方案的参数。但在输气管规划方案研究阶段并不需要很精确的计算结果，而在实际上这也是不可能做到的，因为这需要有详尽的原始资料和原始数据，而这在规划研究阶段是不具备的。

本章介绍的是适用于输气管道规划方案研究阶段，近似的输气管道工艺计算方法，即不考虑高差、沿线地形、储气功能诸因素，采用水平输气管基本公式，公式中某些参数根据国内外的实践经验和分析推测进行设定。

利用这一简单方便的近似计算方法也可迅速求得几十个、上

百个、甚至几百个输气方案的参数，然后进行经济评估，通过比较，选出几个或几组较优方案，为以后（预可研或可研阶段）的深化研究打下基础。

在具备了足够的、所必需的原始资料和原始数据后，在上述近似计算的基础上，就可进行较详细、深入、精确的计算，这就是在第二和第三章中所要介绍的内容。

1.2 水平输气管的计算

1.2.1 基本计算公式

水平输气管道的基本计算公式，如采用国际单位制，有如下形式：

$$q = 105.113 D_B^{2.5} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} l}}, 10^6 \text{m}^3/\text{d} \quad (1-1)$$

1.2.2 公式中参数的确定及单位

q ——输气管道的通过能力， $10^6 \text{m}^3/\text{d}$ ；

D_B ——输气管内径，m；

$$D_B = D - 2\delta$$

D ——输气管外径，m；

δ ——管子壁厚，m；

P_1 ——输气管道计算段的起点压力，或压气站出站压力（绝），MPa，按下式确定：

$$P_1 = P_H - \delta P_1 - \delta P_2 - \delta P_3$$

P_H ——压缩机（或压缩机车间）的出口压力，MPa。按工作压力（设计压力）考虑，如 7.5、8.5、10……MPa；

δP_1 ——压缩机（或压缩机车间）与干线输气管之间连接管线中的压力损失（不考虑所输天然气在冷却系统中的压力损失），其值与输气工作压力有关，输气工作压力为 7.5~10MPa 时， $\delta P_1 \approx 0.05 \sim 0.07 \text{MPa}$

(按“全苏输气管道工艺设计标准”——以下简称“标准”——第 3.12 条款中规定的要求, 参见附录 1);

δP_2 ——天然气在冷却系统中的压力损失, 如采用空冷器, 按“标准”应取 $\delta P_2 = 0.0588 \text{ MPa}$; 如天然气不冷却, 则 $\delta P_2 = 0$;

P_2 ——输气管计算段的终点压力、或下一压气站的进站压力 (绝), MPa, 按下式确定:

$$P_2 = P_B + \delta P_2$$

P_B ——压缩机 (或压缩机车间) 的入口压力 (绝), MPa, 按下式确定:

$$P_B = \frac{P_H}{\epsilon}$$

ϵ ——压比;

δP_3 ——除尘装置及其连接管线中的压力损失, 其值与输气工作压力和除尘级数 (一级除尘或两级除尘) 有关, 输气工作压力为 $7.5 \sim 10 \text{ MPa}$ 时, 如采取一级除尘, 则 $\delta P_3 \approx 0.12 \sim 0.13 \text{ MPa}$ (按“标准”第 3.12 条款中规定的要求, 参见附录 1);

Δ ——天然气的相对密度;

λ ——考虑了输气管段局部摩阻和水力效率的水力摩阻系数, 其计算方法见本章 1.3 节;

T_{cp} ——计算段中天然气的平均温度: $t_{cp} = 273 + t_{cp}, \text{K}$, 平均温度 t_{cp} 的计算方法见本章 1.4 节和第二章 2.2 节“输气管计算段的热力计算”;

l ——计算段长度 (即站间距), km;

Z_{cp} ——计算段中天然气的平均压缩性系数, 较精确的计算方法见第二章 2.7 节; 在近似计算中可按下列公式计算:

$$Z_{cp} = \frac{100}{100 + 0.113(P_{cp} \times 10)^{1.15}} \quad (1-2)$$

上式中的 P_{cp} 为平均压力, MPa:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right)$$

1.3 水力摩阻系数

从不同的书刊上可见到不同形式的输气管计算公式, 常见的如原苏联早期和近期公式、威莫斯公式、潘汉德尔修正公式, 柯列勃洛克 (Colebrook) 公式等, 这众多形式的公式, 其实都来源于输气管的基本公式 (输气管有两个基本公式: 上述水平输气管基本公式 (1-1), 和地形起伏地区输气管基本公式 (2-1) ——见第二章), 只不过在基本公式中代入了不同的水力摩阻系数 λ 的计算公式。

不同的流态有不同的水力摩阻系数 λ 计算公式。干线输气管中气体的流态一般总是处于阻力平方区, 照理应选用适用于该区的 λ 计算公式。但在工程实践中 (特别是由于电子计算机的应用), 通常采用混合摩擦区的 λ 公式, 即既考虑雷诺数 Re 的影响, 又考虑管壁粗糙度 K 的影响。这类公式被认为是适用于紊流三个区的通用公式, 如欧美一些国家采用柯列勃洛克 (Colebrook) 公式:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{K}{3.7 D_B} \right) \quad (1-3)$$

俄罗斯的设计标准规定采用如下公式:

$$\lambda_{TP} = 0.067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D_B} \right)^{0.2} \quad (1-4)$$

式中 Re ——雷诺数;

K ——管壁的当量粗糙度;

D_B ——内径。

上述两式在阻力平方区时, 由于

$$\frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \ll \frac{K}{3.7D_B\sqrt{\lambda}}$$

$$\frac{158}{Re} \ll \frac{2K}{D_B}$$

故

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.14 - 2\lg \frac{K}{D_B} \quad (1-5a)$$

$$\lambda_{TP} = 0.067 \left(\frac{2K}{D_B} \right)^{0.2} \quad (1-5b)$$

如按俄罗斯“标准”，规定取 $K=0.03\text{mm}$ ，代入 (1-5b) 式，得：

$$\lambda_{TP} = \frac{0.03817}{D_B^{0.2}} \quad (1-6)$$

要注意：公式 (1-6) 中 D_B 的单位是 mm。

按俄罗斯标准，在实际计算水力摩阻系数时，还应考虑局部摩阻（阀件、管件、穿跨越等）和有无清管装置，故输气管基本公式中的 λ 应按下式计算：

$$\lambda = 1.05 \frac{\lambda_{TP}}{E^2} \quad (1-7)$$

式中 1.05——考虑输气管段上阀件、管件、穿跨越等局部摩阻的修正系数；

E ——水力效率系数，如输气管上有清管装置，取 $E=0.95$ ；如无清管装置，应取 $E=0.92$ 。

欧美国家在实际的设计计算中，管壁粗糙度取得较小（如美国取 $K=0.018\text{mm}$ ），水力效率系数取得较高（有取 $E=0.98$ ， 0.99 的），而且把 E 单独地作为输气管基本公式中的一个系数，而俄罗斯却把水力效率系数 E 归并到水力摩阻系数的公式中；此外，俄罗斯在水力摩阻系数公式中还未考虑 5% 的局部摩阻，至于欧美国家以什么方式考虑局部摩阻尚不清楚。

通过大量的计算、比较、分析，得出了如下初步结论：按原

苏联近期公式（即公式（1-6））和柯列勃洛克公式（1-3）计算的结果基本接近，而按潘汉德尔修正式计算的结果（压气站间距和压气站数）偏大偏多（与上述两式的计算结果相比），究其原因，按潘汉德尔修正式（即B式）：

$$\lambda = 0.01471 Re^{-0.0392}$$

计算的水力摩阻系数偏小。

当然，上述初步结论有待进一步验证。

1.4 天然气在输气管计算段中的平均温度 t_{cp}

天然气在输气管道计算段中的平均温度 t_{cp} 与许多参数有关：起点温度 t_H 、地温 t_0 、计算段长度 l 、总传热系数 K 、定压比热 C_p 、节流效应（或焦—汤效应）系数 D_i 。在初算阶段，还未完全具备所必需的原始资料和数据条件下，加之 t_{cp} 与压气站间距 l 又互为未知数，故只能根据经验，分析和推测，近似地估算 t_{cp} 值，待具备了完整的原始资料和数据时，就可通过较为精确的计算（见第二章 2.2 节），再加以修正。

分析推测的依据主要是计算段起点的天然气温度（或压气站出口的天然气温度） t_H 。天然气压缩后必须用空冷器进行冷却，因此，压气站出口的天然气温度 t_H 应为经空冷器冷却后的温度。从理论上讲，冷却温度越低越好，因为低温输送是提高输气管通过能力、降低单位费用指标的主要途径之一，是当前天然气管输工艺方面的一大研究方向。但这在目前有一个合理性和可能性的问题。在现阶段，根据俄罗斯的经验，天然气经空冷器冷却后的年平均温度应保持在 14~27℃ 之间。

另根据“标准”规定：天然气最优年平均冷却温度应比室外年平均计算气温高 10~15℃，而

$$[\text{年平均计算气温} = \text{年平均气温} + \delta t]$$

式中 δt ——对气候数据可变性的修正量， $\delta t = 2^\circ\text{C}$ 。

从以上所述可知，计算段起点的天然气温度 t_H 是已知的，

可根据俄罗斯的经验, 从 $14 \sim 27^{\circ}\text{C}$ 之间取值, 或根据“标准”规定取值, 如“土库曼—中国”输气管道中国境内段沿线的年平均气温为 10.4°C , 按上述公式, 压气站出口的天然气温度可设定为:

$$t_{\text{H}} = 10.4 + 2 + (10 \sim 15)^{\circ}\text{C}$$

如取低值, 从输气工艺讲有利, 但空冷器就多。

根据天然气的出站温度 t_{H} (天然气经空冷器冷却后的温度)、输气管沿线年平均地温 t_0 , 按下式计算输气管计算段中天然气的平均温度 t_{cp} (详见第二章 2.2 节输气管计算段的热力计算):

$$t_{\text{cp}} = t_0 + \frac{t_{\text{H}} - t_0}{a_2 l} (1 - e^{-a_2 l}) - D_i \frac{P_1^2 - P_2^2}{2a_2 l P_{\text{cp}}} \left[1 - \frac{1}{a_2 l} (1 - e^{-a_2 l}) \right]$$

$$a_2 l = 0.225 \times 10^6 \frac{K_{\text{cp}} D_{\text{H}} l}{q \Delta C_p 10^6}$$

式中 t_0 ——输气管轴线埋深处的土壤温度, 取年平均值, $^{\circ}\text{C}$;

t_{H} ——计算段起点的天然气温度, 即天然气的出站温度, $^{\circ}\text{C}$;

P_1 ——计算段起点压力 (绝), MPa;

P_2 ——计算段终点压力 (绝), MPa;

P_{cp} ——计算段中气体的平均压力, MPa;

$$P_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right)$$

l ——计算段长度, km;

D_i ——平均焦—汤系数, $^{\circ}\text{C}/\text{MPa}$, 计算方法见第二章 2.4 节“焦—汤系数 D_i ”;

D_{H} ——输气管外径, m;

Δ ——天然气相对密度;

C_p ——天然气定压比热, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$, 计算方法见第二章 2.3 节“天然气的定压比热”;

K_{cp} ——总传热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$, 计算方法见第二章

2.5 节 “地下输气管总传热系数 K_{cp} ”;

q ——输气管通过能力, $10^6\text{m}^3/\text{d}$ 。

公式中的定压比热 C_p 和焦—汤系数 D_i 均与所要计算的平均温度 t_{cp} 有关。因此, 在近似计算中可根据出站温度 t_H 和年平均地温 t_0 推测设定平均温度 t_{cp} , 然后根据已知的平均压力 P_{cp} 和设定的平均温度从第二章 2.3 节的表 2-1 中查取定压比热 C_p ; 接着就可根据查得的 C_p 和设定的平均温度 t_{cp} , 从第二章 2.4 节的表 2-2 中查取焦—汤系数 D_i 。

关于总传热系数 K_{cp} , 如果无输气管沿线的土壤性质和湿度资料, 可近似地取:

$$K_{cp} = 1.75\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$$

(见第二章 2.5 节)。

用上面的公式计算平均温度 t_{cp} 时, 还必须知道计算段长度 l , 而这是未知数, 因此在近似计算中可根据设计压力、流量和管径来推测设定计算段的长度 l 。

一般只要设定的值与计算结果大致相近即可; 如果相差太大, 需重新设定 (详见本章 1.9 节计算步骤和实例)。

1.5 压气站间距 l 和压气站数 $n_{c.s.}$

1.5.1 压气站间距 l

由水平输气管基本公式 (1-1) 可得出如下计算压气站间距 l 的公式:

$$l = \left(\frac{105.113 D_B^{2.5}}{q} \right)^2 \frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp}}, \quad \text{km} \quad (1-8)$$

公式中符号的意义和单位见本章 1.2 节, 特别要注意的是: 输气管通过能力 q 的单位为 $10^6\text{m}^3/\text{d}$ 。

有必要对输气管通过能力 q 作如下说明:

输气管通过能力是指在稳定流态下, 能最大限度地利用输气机组的可用功率以及在所采纳的计算参数 (工作压力、水力效率系数、大气和土壤温度、天然气冷却温度等) 条件下, 一昼夜中

可能输入输气管的气量。

干线输气管通过能力有评估性通过能力和设计通过能力之分：

评估性通过能力是指在输气管规划研究阶段和开始设计阶段，对通过能力的初步估算值，以便随后对各种可能的输气工艺方案进行计算；

设计通过能力是指相应于最优输气工艺方案的通过能力。

从以上说明可知，在做规划研究时，是按评估性通过能力来计算各种可能的输气工艺方案，而外部介质（大气和土壤）的温度取年平均值。

干线输气管的评估性通过能力按下列公式计算：

$$q = \frac{Q \times 10^2}{365 K_u}, \quad 10^6 \text{m}^3/\text{d} \quad (1-9)$$

式中 Q ——输气管的任务输量， $10^8 \text{m}^3/\text{a}$ （在工程标准状况下：293.15K 和 0.1013MPa）；

K_u ——评估性通过能力利用系数，

$$K_u = K_p \cdot K_s \cdot K_{\text{nn}}$$

K_p ——考虑高峰用气期间对用户供气的保证程度系数，此系数反映了提高输气管通过能力的必要性，以保证在天然气需求量偏高期间对用户的供气，通常取 $K_p = 0.95$ ；

K_s ——极值温度系数。由于室外大气的极端高温（超过多年来的月平均值）会影响输气机组的可用功率和空冷器对天然气的冷却深度，从而降低输气管的通过能力，为补偿这种能力的下降，故引入这一系数，可取 $K_s = 0.98$ ；

K_{nn} ——管道的评估性可靠性系数，引入此系数是为了补偿由于线路段或压气站设备的故障而引起的管道通过能力的下降，该系数与输气管长度、管径和压缩机驱动装置的类型有关，可查附录 2。

以规划中的伊尔库茨克（俄）—日照（中）输气管道为例（长 3364km，管径 1420mm，采用燃气轮机—离心式压缩机机组），由附录 2 查得管道评估性可靠性系数 $K_{\text{нл}} = 0.94$ ，因此该输气管道的评估性通过能力利用系数：

$$K_{\text{н}} = 0.95 \times 0.98 \times 0.94 = 0.875$$

公式（1-9）分母中的 $365 \times K_{\text{н}}$ 也就是输气管在一年中的工作天数。按国内的设计标准，一年的工作天数一律为 350 天；按俄罗斯的标准，工作天数与输气管通过能力利用系数有关，在上述实例中， $K_{\text{н}} = 0.875$ ，因此该规划中的输气管道的工作天数为 320 天。

1.5.2 压气站数 $n_{\text{c.s}}$

如管道全长为 L ，则压气站数：

$$n_{\text{c.s}} = \frac{L - l_k}{l} + 1 \quad (1-10)$$

式中 l_k ——输气管末段（指最后一个压气站与城市配气站之间的输气管段）的长度。

由于末段的终点压力比其前面各站间管段的终点压力低得多，因此末段的长度比其它各站间管段要长得多，如考虑到末段兼有的可起昼夜性调峰作用的储气功能，则末段将更长。

末段的具体计算方法见第三章 3.4 节。

在初步计算中，可暂不考虑末段的储气功能，末段的长度 l_k 仍按水平输气管的基本公式进行计算：

$$l_k = \left(\frac{105.113 D_B^{2.5}}{q} \right)^2 \frac{P_1^2 - P_k^2}{\Delta \lambda Z_{\text{ксп}} T_{\text{ксп}}}, \quad \text{km} \quad (1-11)$$

式中 P_k ——末段的终点压力，MPa；

$Z_{\text{ксп}}$ ——末段的天然气平均压缩性系数。由于末段的平均压力比其前面各计算段的平均压力低，因此其天然气压缩性系数比其它各计算段的天然气压缩性系数要大一些；

$T_{\text{ксп}}$ ——末段的天然气平均温度。