

油气管道技术丛书



干线输气管道设计和管理

苗承武 等编译

石油工业出版社

油气管道技术丛书

干线输气管道设计和管理

苗承武 等编译

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是《油气管道技术丛书》之一,内容包括干线输气管道最优参数论证、输气管道设计和运行的标准计算、干线管道系统技术诊断基础和干线输气管道水下穿越管段的可靠性和安全性。

可供从事油气输送管道规划、设计、建设的工程技术人员及科研人员使用。

图书在版编目(CIP)数据

干线输气管道设计和管理/苗承武等编译.

北京:石油工业出版社,2003.10

(油气管道技术丛书)

ISBN 7-5021-4386-6

I. 干…

II. 苗…

III. ①天然气输送-管道施工-设计

②天然气输送-管道施工-管道

IV. TE973.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 082370 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)

北京乘设伟业科技排版中心排版

石油工业出版社印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

850×1168 毫米 32 开本 13.125 印张 350 千字 印 1—1700

2003 年 10 月北京第 1 版 2003 年 10 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4386-6/TE·3070

定价:42.00 元

《油气管道技术丛书》

编译前言

油气管道是石油天然气工业的纽带,是国家的重要基础设施。加强油气管道建设是加快石油天然气工业发展的重要内容,是保证我国国民经济持续稳定发展的重要措施。为了推动我国油气管道建设,提高我国油气管道技术水平和管理水平,在认真总结我国油气管道建设经验的基础上,积极学习国外的先进技术、成功的经验是至关重要的。

众所周知,俄罗斯联邦拥有世界上最丰富的石油天然气资源,是名副其实的石油天然气大国。在俄罗斯联邦的一次能源构成中,天然气的生产和消费已稳居世界第一位,石油居第二位。尤其是天然气的储量、产量、出口量和干线管道长度、天然气公司的规模均居世界首位,天然气已成为俄罗斯联邦创汇的主要支柱。俄罗斯联邦油气管道很发达,天然气干线管道 30 万公里左右,原油干线管道 10 万公里左右。在油气管道的设计、建设和管理等方面,积累了丰富的经验。为了借鉴俄罗斯联邦的经验,我们收集了俄罗斯联邦最近出版的油气管道设计、建设和管理方面的技术书籍及有关资料,成立了以苗承武院长为组长的《油气管理技术丛书》编译组,选择了其中有代表性的一些出版物,翻译并编辑为《油气管道技术丛书》,分册陆续出版,各册名称是:

1.《干线输气管道设计和管理》

苗承武 王莉 王岳 刘俊峰

唐春梅 宋怀亮 王慧丽 尹凯平 田浩等编译

2.《天然气压气站机械设备设计操作和技术诊断》

- 苗承武 王莉 尹凯平 许德全 薛红霞等编译
- 3.《石油天然气工业用钢管规范》
苗承武 王莉等编译
- 4.《含水层地下储气库工艺设计》
苗承武 尹凯平等编译
- 5.《输油管道设计和管理》
苗承武 王莉 王岳 田浩 宋怀亮 王慧丽等编译
- 6.《输气干线压气站运行管理》
苗承武 尹凯平 王岳 曹伟等编译。

在本丛书编译过程中,俄罗斯联邦莫斯科石油天然气大学车尔尼金教授等在收集技术出版物方面给予了大力协助,在此表示感谢。

由于我们水平有限,错误和不妥之处在所难免,欢迎读者批评指正。

中国石油天然气股份有限公司
规划总院
《油气管道技术丛书》编译组
2000年4月

目 录

第一部分 干线输气管道最优参数论证

引言	(3)
1 不同工作压力、管子强度极限及气候条件下,建设 1220mm、1420mm、1620mm、2020mm 干线输气管道的投资组成	(5)
2 增大干线输气管道的直径	(10)
3 提高干线输气管道的工作压力	(12)
4 提高管材的强度特性	(13)
5 降低输气管道内壁的粗糙度	(14)
6 冷却输送气体	(15)
7 管道最佳输送能力、压气站规模型号、压比及站间距的论证	(30)
8 关于增大管径、提高工作压力和管材强度极限、降低管道内壁粗糙度、冷却输送气体技术方案的实施步骤	(61)

第二部分 输气管道设计和运行的标准计算

1 气体的主要物理特性和规律	(65)
2 输送前气体的预处理	(75)
3 输气管道的水力计算	(86)
4 输气管道的工艺计算	(136)
5 气体消耗的不均匀性和气体的储存	(180)

第三部分 干线管道系统技术诊断的基础

引言	(209)
1 复合信号	(214)
2 固有振动和频率	(229)
3 强制振动	(251)
4 评价及降低振动水平的基础	(272)

第四部分 干线输气管道水下穿越管段的可靠性和安全性

引言	(283)
1 全俄天然气工业股份公司干线输气管道水下穿越管段的技术状况及保障其可靠性和安全性的途径	(287)
2 干线输气管道水下穿越管段水下技术作业完成情况的分析	(290)
3 秋明输气公司水下穿越管段概况及其检测	(294)
4 莫斯科输气公司水下穿越管段水下技术作业完成情况的分析	(299)
5 苏尔古特天然气工业公司水下穿越管段技术状况分析及正在运营的水下穿越管段水下技术作业的完成情况	(304)
6 萨马拉输气公司干线输气管道水下管段水下技术作业分析	(307)
7 水下穿越管段地带小河流的水文勘察	(315)
8 用水下焊接修理输气管道水下穿越管段	(317)
9 在水下穿越管段的建设、改建和大修中技术监理工作的组织	(321)

- 10 建设和运营干线输气管道水下穿越管段时贯彻技术
监督和生态监督方面的部门规程问题…………… (322)
- 11 干线输气管道水下穿越管段的设计、建设与运营问题
…………… (325)
- 12 水下穿越管段预防性维修和大修的现代处理方法…… (334)
- 13 采用水平定向钻施工法建设水下穿越管段…………… (339)
- 14 水下穿越管道修理与施工的新工艺…………… (341)
- 15 在建设和维修干线输气管道水下穿越管段中采用小型
隧道方法的可能性…………… (346)
- 16 采用定向钻法建设和维修干线输气管道…………… (353)
- 17 在穿越管段中采用水平定向钻法的技术问题…………… (358)
- 18 修复水下穿越管段的浮式设备…………… (363)
- 19 地震声波剖面法——一种工程勘察和检测水下穿越
管段的方法…………… (368)
- 20 水下穿越管段部门数据库的现状与发展前景…………… (370)
- 21 检测干线输气管道水下穿越管段的仪器和设备…………… (375)
- 22 对滑坡段敷设的管线进行技术情况的监督和工作能力
的评价…………… (378)
- 23 检测仪器开发应用现状及其计量鉴定…………… (379)
- 24 乌连戈伊气田矿区集气管水下穿越管段的可靠性和
安全性保障问题…………… (384)
- 25 秋明输气公司干线输气管道水下穿越管段电脑数据库的
建立和 underwater 气能服务公司水下穿越管段的仪器检测 … (386)
- 26 亚马尔—欧洲输气管道建设工程的独立技术监理…… (391)
- 27 发展电磁和声学方法的综合仪器及其计量保证…………… (393)
- 28 运用阿特拉斯电子公司的综合设备对输气管道水下穿
越管段进行仪器检测…………… (396)

29	干线管道水下穿越管段绝缘层维修的新方法·····	(399)
30	检测水下穿越管段的成套测量设备·····	(402)
31	用于干线输气管道水下穿越管段仪器检测的水声学 综合仪·····	(404)
32	干线输气管道水下穿越管段技术保养的信息保障及 建立部门数据库的一些问题·····	(405)
	参考文献·····	(411)

第一部分

干线输气管道最优参数论证

引 言

远距离输送天然气的科技进步主要表现在干线输气管道管径的增大,从而使气体压送机组的单机能力得以提高。1965~1970年间,前苏联管径为1020mm甚至更大的输气管道的使用比例从17.9%增加到29.1%,1971~1975年末,这个比例超过41%,压送机组的单机能力达到10000kW。天然气工业最重要的科技进步是管径1420mm、工作压力 75kgf/cm^2 ^①输气管道的应用。

远距离输气工程的高投资、高耗钢量要求必须改革远距离输气技术和工艺,并且制定与现有的最佳技术—经济指标不同的新工艺流程。

本书第一部分将从以下几方面研究和论证输气的技术和工艺:

- a) 增大管径;
- b) 提高管道工作压力;
- c) 提高管材强度极限;
- d) 降低管内壁粗糙度;
- e) 空冷器械冷却气体的最佳温度;
- f) 将气体冷却至与埋深处地温相近的温度。

在上述各方面的研究过程中,应尽力使干线管道的所有参数达到最优组合,同时也应考虑输气管道的发展趋势及技术经济指标的变化趋势。

同时还就输气管道的最佳输送能力,压气站的型号、尺寸、压

① $1\text{kgf/cm}^2 = 0.0980665\text{MPa}$ 。

比及站间距等问题进行了论述。

干线输气管道最优参数的论证是基于前苏联天然气科学研究院(ВНИИГАЗ)研究的参数优化方法、冷却系统的计算方法,以及直径 1220mm、1420mm、1620mm、2020mm 干线输气管道在不同工作压力、不同管子强度极限、不同气候区域、不同干线输气管道建设运营的有效标准指标条件下建设资金的编制方法而进行的。

1 不同工作压力、管子强度极限及气候条件下,建设 1220mm、1420mm、1620mm、2020mm 干线输气管道的投资组成

ВНИПИТРАНСГАЗ(全俄天然气输送研究院)编制的《输气管道及其设施的建设和运营的资金标准》中引用的数据都限制在管径不超过 1420mm、压力不超过 75kgf/cm^2 的范围内。但通过分析这些数据变化的特征,可以预测并编制直径为 1220mm、1420mm、1620mm、2020mm 的管道在工作压力为 75kgf/cm^2 、 100kgf/cm^2 、 125kgf/cm^2 甚至更高的强度极限时的投资。

ВНИИГАЗ 早期完成的研究曾指出,在强度极限相同时,每吨钢管尽管直径和壁厚不同,但成本却接近同一水平,甚至可以认为管子的成本与管径和壁厚无关。

这种情况可以使铺设管道所用管子的花费和资金编制与管道建设总投资分离,也使得标准文件中缺少该项投资变得有根有据。因此,投资编制可分为两种指标:即管子成本和不包括管子成本的管道投资。管道投资(不包括管子)的关系特性曲线是根据前苏联 РТМ—1035—73 有关文件或其他渠道获得的资料而绘制的。

分析不同的标准资料可以认为,管道投资(不包括管子)的变化是与管子重量的变化成比例的,并且这种曲线的变化受管径的影响较大,而受壁厚的影响则较小。但随着管径的增大,管道投资曲线(不包括管子费用)受因壁厚变化而产生的重量变化的影响较大。

图 1.1 是管道投资(不包括管子费用)与管子重量的关系曲线,它是根据 ЮЖНИИГИПРОГАЗ(南方天然气工业设计研究

院)关于铺设工作压力为 75kgf/cm^2 的 1220mm 及 1420mm Киров—Елец (基洛夫市至叶列茨市) 管道(第 V 区)的投资资料及 PTM—1035—73 有关建设第一及后续管线的文件建立的。图中直线是根据 PTM—1035—73 (从管道投资中扣除管子费用) 数据绘制的, 1220mm 管子的直线斜率是根据 PTM—1035—73 的数据统计得到的, 1420mm 管子的直线斜率是根据壁厚 10mm 和 20mm 、工作压力 75kgf/cm^2 、直径 1420mm 管子的 PTM—1035—73 数据资料得来的。

图 1.1 中的虚线是工作压力为 75kgf/cm^2 时, 直径不断变化的管子重量与管道投资(不包括管子费用)的关系曲线, 其斜率是根据 1220mm 和 1420mm 管道在压力为 75kgf/cm^2 时的投资值确定的。

1620mm 管道在 75kgf/cm^2 工作压力时的投资值(不包括管子费用)是根据虚线上这些管子的重量确定的。 1620mm 管子的斜率是由 1220mm 和 1420mm 管子斜率定向得来的。用类似的方法, 绘制了 2020mm 管子的直线。由于预测范围很宽, 最后的结果只能用于估算。

这样, 根据图 1.1 中的管子单位价格就可以得出管道线路部分的投资与管径、工作压力的关系式(第 V 区)。其他区管道投资应根据单位管子成本不变而管道投资(无管子费用)的变化来确定。换算系数可以根据 ЮЖНИИГИПРОГАЗ 有关 1220mm 、 1420mm 管道在 75kgf/cm^2 工作压力时的真实数据确定, 进而也可以推广到其他的工作压力和管径。例如, 工作压力为 75kgf/cm^2 、直径为 1220mm 的第二管线, 其在 I、II、III、IV、V 区单位管子的投资分别为: 396.6×10^3 卢布/km; 386.5×10^3 卢布/km; 270.4×10^3 卢布/km; 215.9×10^3 卢布/km; 198.2×10^3 卢布/km。根据 PTM—1035—73 可知, 管子的价格为 100.41×10^3 卢

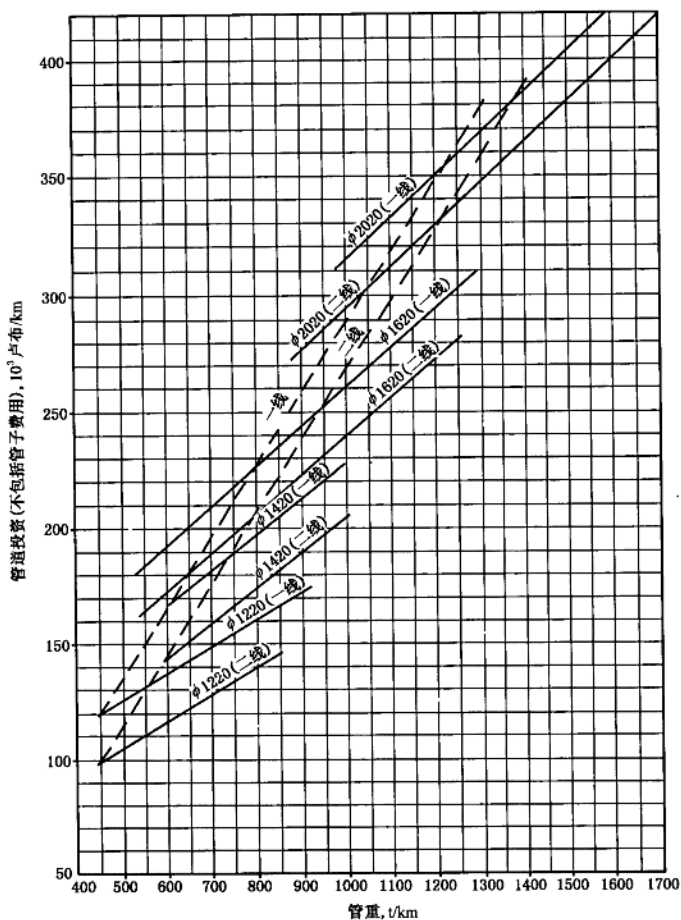


图 1.1 管道投资(不包括管子费用)与管子重量的关系

布/km,因此,管道投资(无管子费用)则相应地分别为 296.19×10^3 卢布/km, 286.09×10^3 卢布/km, 170.0×10^3 卢布/km, 115.5×10^3 卢布/km, 97.79×10^3 卢布/km。由此可以看出,相对于第V区管道,其他区管道投资(无管子费用)的增长系数分别为: 3.04, 2.92, 1.74, 1.18, 这些数据可以用于判断I、II、III、IV区1220mm的管道在工作压力为 100kgf/cm^2 及 125kgf/cm^2 时的投资。又例如,直径为1220mm的管道,在工作压力为 100kgf/cm^2 、壁厚为20mm时,管子重 590t/km ,在图1.1中可以找到该管道在第V区的投资(无管子费用)为 115×10^3 卢布/km。因此,对于第I区,管道投资(无管子费用)为 115×10^3 卢布/km $\times 3.04 = 350 \times 10^3$ 卢布/km。假设批发时管子的价格为240卢布/t,则管子的投资为 $590.0\text{t/km} \times 0.24 \times 10^3$ 卢布/t = 141.5×10^3 卢布/km,这样,第I区该管道的投资为:

$$350 \times 10^3 \text{ 卢布/km} + 141.4 \times 10^3 \text{ 卢布/km} = 491.5 \times 10^3 \text{ 卢布/km}$$

对于工作压力为 75kgf/cm^2 、直径为1420mm的第二管线,在五个区内管道单位投资分别为 635.7×10^3 卢布/km, 585.1×10^3 卢布/km, 420.9×10^3 卢布/km, 311.6×10^3 卢布/km, 286.1×10^3 卢布/km。根据PTM—1035—73可知,管子的价格等于 142.57×10^3 卢布/km时,管道投资(无管子费用)分别为 493.13×10^3 卢布/km, 442.53×10^3 卢布/km, 278.33×10^3 卢布/km, 169.03×10^3 卢布/km, 143.53×10^3 卢布/km。这样,相对第V区,其他区管道的投资(无管子费用)的增长系数分别为3.42、3.08、1.94、1.18。这些系数可用于确定I、II、III、IV区1420mm、1620mm、2020mm管道在 75kgf/cm^2 、 100kgf/cm^2 、 125kgf/cm^2 压力时的投资估算。

管道单位长度投资计算的结果见表1.1。在该表中,还将这些结果和 ЮЖНИИГПРОГАЗ 的计算数据以及强度极限为 72kgf/mm^2 的管道单位投资计算结果作了比较。