



普通高等教育“十一五”国家级规划教材



面向 21 世纪课程教材

高等院校石油天然气类规划教材

天然气管道输送

(第二版)

李长俊 主编

石油工业出版社
Petroleum Industry Press

普通高等教育“十一五”国家级规划教材
面向 21 世纪课程教材
高等院校石油天然气类规划教材

天然气管道输送

(第二版)

李长俊 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是为油气储运工程专业编写的专业课教材，主要内容包括：输气管道概述；天然气物理化学性质；输气管道水力、热力计算；输气管道系统设计及工况分析；输气管道系统仿真；输气站；配气与储气；输气管道的自动监控和运营管理；天然气管道完整性管理。本书力求反映国内外天然气管道输送发展情况，并着重突出基本原理及工程实际应用。本书可供油气储运工程专业的学生学习使用，也可供从事气体管道输送工作的科研、教学、设计和技术人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

天然气管道输送/李长俊主编. —2 版.
北京：石油工业出版社，2008，9
普通高等教育“十五”国家级规划教材

ISBN 978-7-5021-6670-0

I. 天…

II. 李…

III. 天然气输送-管道运输-高等学校-教材

IV. TE832

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 099904 号

出版发行：石油工业出版社

(100011 北京安定门外安华里 2 区 1 号)

网 址：www.petropub.com.cn

编辑部：(010) 64523580 发行部：(010) 64523620

经 销：全国新华书店

印 刷：中国石油报社印刷厂

2008 年 9 月第 2 版 2008 年 9 月第 6 次印刷

787×1092 毫米 开本：1/16 印张：22

字数：563 千字

定价：32.00 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

我国国民经济快速发展对能源的需求量越来越大。正如其他发达国家一样，我国必定会经历一场能源结构的改变，即以煤为主逐步转向以石油、天然气为主。近若干年中国政府和广大人民群众非常关注环境保护，强调人与自然的和谐。2004年我国政府制定以“优化结构、提高效率、重视环保、保障供应、开发西部”为核心的新的能源战略，要求增加天然气在能源构成中的比例。2007年我国能源发展“十一五”规划中进一步提出，要重点发展石油天然气工业。与此同时，我国也加快了天然气勘探开发力度，2008年完成的新一轮全国石油、天然气资源评估结果显示我国天然气远景资源量56万亿立方米，地质资源量35万亿立方米，可采资源量22万亿立方米，在世界上名列前茅。我国正在进入天然气快速发展的历史时期。除了本国天然气生产外，我国还将从国外引进大量的天然气。在这个时期，需要建立完备的天然气工业体系，需要从上中下游一体化协调发展的原则出发，进行全局性的系统优化。因此，管道作为天然气开发和利用的纽带起着十分重要的作用，天然气管道系统的建设也将迎来前所未有的大好时机。

《天然气管道输送》是油气储运专业的主干专业课教材，该教材2000年11月首版由石油工业出版社出版，2006年教育部将该教材列入“十一五”国家级规划教材。我们根据教育部关于“十一五”国家级规划教材指示精神，结合多年来课程教学内容以及课程改革的实践经验，并考虑到21世纪我国高等教育改革的趋势和石油工业发展的需要，对本教材进行了修订。

本版仍按照第一版的编写方针，力求反映近年来国内外管道输送领域内的新技术、新工艺；既考虑本教材的完整性，又尽量避免同本专业其他教材内容的重复；强调基础理论的实际应用，注重培养学生解决工程实际问题的能力。

本版对全书进行了必要的改写，除了对2000年版的文字错误进行更正外，还增加了概述和天然气管道完整性管理两章内容，并对各章进行了不同程度的修订。

本书主要包括：概述；天然气物理化学性质；输气管道水力、热力计算；输气管道系统设计及工况分析；输气管道系统仿真；输气站；配气与储气；输气管道的自动监控和运营管理；输气管道完整性管理。

本书由西南石油大学组织编写，第一、二、四、六、七章及第三章第二节和第三节部分内容，第五章第三、四节及附录三、四由李长俊编写；第三章第四节及第五章第一节、五节和第八节部分内容由汪玉春编写；第三章第一、五、六、七节和第三节部分内容以及第五章第二、六、七节和第八节部分内容由浙江大学陈祖泽编写；第八章由梁光川编写；第九章及附录一由西气东输公司总经理黄泽俊编写；第十章及附录二由廖柯熹编写。全书由李长俊主编。

本书承蒙西南石油大学曾自强教授，中国石油工程公司西南分公司总经理、教授级工程师宋德奇，教授级工程师章申远对该教材第一版和第二版进行了主审。在教材编写过程中还得到了西南石油大学教材建设委员会的大力支持，谨此致以谢忱！

由于编者水平有限，不妥之处在所难免，请读者批评指正。

编 者

2008年8月

目 录

第一章 概述	1
第一节 输气管道概况.....	1
第二节 天然气管道线路工程	10
第三节 管材选择及管道强度计算	12
第四节 天然气气质指标	16
习题	19
参考文献	19
第二章 天然气管道输送基础	20
第一节 天然气的组成	20
第二节 天然气的平均参数	20
第三节 天然气的 <i>PVT</i> 关系	24
第四节 天然气的焓	35
第五节 天然气的熵	39
第六节 天然气的比热容	41
第七节 焦耳—汤姆逊系数	44
第八节 天然气的燃烧热值	46
第九节 天然气的爆炸极限	47
第十节 天然气的粘度	47
第十一节 天然气的导热系数	50
第十二节 天然气饱和含水量和水露点	54
第十三节 天然气烃露点、泡点及汽化率	57
第十四节 气体在管道中流动的基本方程	61
习题	62
参考文献	63
第三章 输气管道的水力计算	64
第一节 平坦地区输气管道的基本公式	64
第二节 同坡度输气管道的基本公式	67
第三节 地形起伏地区输气管道的基本公式	68
第四节 水力摩阻系数与常用输气公式	73
第五节 输气管道压力分布与平均压力	78
第六节 主要工艺参数的特点	80
第七节 复杂输气管道的计算	82
习题	96
参考文献	96
第四章 输气管道热力计算	97
第一节 输气管道的温度变化规律	97
第二节 输气管道的平均温度	99
第三节 总传热系数.....	100

第四节	天然气水合物及生成条件预测	104
第五节	天然气水合物的防止措施	112
	习题	115
	参考文献	115
第五章	输气干线系统的设计与工况分析	116
第一节	压缩机站基本方程	116
第二节	压缩机站与输气管道的联合工作	121
第三节	压缩机站停运对输气管道工况的影响	124
第四节	分气或集气对工况的影响	126
第五节	干线输气管道的工况调节	129
第六节	输气管道末段储气	129
第七节	输气管道沿线的压气站布置	133
第八节	输气管道技术经济计算	136
	习题	154
	参考文献	155
第六章	输气管道系统仿真	156
第一节	等温输气管道稳态仿真	156
第二节	非等温输气管道稳态仿真	162
第三节	等温输气管道动态仿真	168
第四节	非等温输气管道动态仿真	180
	习题	185
	参考文献	186
第七章	输气站	187
第一节	输气站布置	187
第二节	输气站工艺流程	189
第三节	压缩机及驱动设备	193
第四节	除尘设备	203
第五节	阀门	206
第六节	天然气流量计量	211
第七节	天然气分析测试方法	223
第八节	清管设备	224
	习题	228
	参考文献	228
第八章	配气与储气	230
第一节	配气系统的组成	230
第二节	配气站	230
第三节	配气管网	233
第四节	配气管网的水力计算	235

第五节 气体的储存·····	248
第六节 地下储气库·····	255
习题·····	264
参考文献·····	265
第九章 天然气管道的自动监控和运营管理·····	266
第一节 天然气管道的自动调节系统·····	266
第二节 天然气管道的自动计量系统·····	269
第三节 天然气管道工艺运行参数的自动监测·····	270
第四节 天然气管道输气设备的自动监控·····	272
第五节 天然气管道 SCADA 系统的配置和工作原理·····	280
第六节 自动化输气管道的运营管理·····	287
习题·····	291
第十章 天然气管道完整性管理·····	293
第一节 天然气管道完整性管理体系框架·····	293
第二节 天然气管道完整性管理数据·····	293
第三节 天然气管道完整性检测技术·····	294
第四节 天然气管道风险评价·····	300
第五节 天然气管道完整性评价·····	306
第六节 天然气管道缺陷修复·····	312
习题·····	314
参考文献·····	314
附录一 清管器发送逻辑程序·····	315
附录二 GB/T 9711.1—1997 标准钢管部分规格·····	318
附录三 API-5L 标准钢管部分规格·····	324
附录四 计量单位换算系数表·····	342

第一章 概 述

第一节 输气管道概况

天然气是清洁的优质能源和化工原料，对改善人民生活、支持国民经济发展、保护环境方面发挥着重要作用。天然气管道系统是天然气生产和应用过程中的重要环节，其工程建设技术水平、运行管理水平直接关系到生产安全、环境保护以及用户的切身利益。

一、输气管道的组成

天然气管道输送系统由气田集输管道、气体净化与加工装置、输气干线、输气支线、配气管网、储气系统和各种用途的站场所组成。包括采气、净气、输气、储气和供气五大环节，它们紧密联系、相互制约、互相影响，是一个统一的、密闭的水动力系统。天然气管道输送系统如图 1-1 所示，其中从井口到输气首站属于集输管道系统，从首站到末站属于长输管道系统，从末站到用户属于配气管道系统。

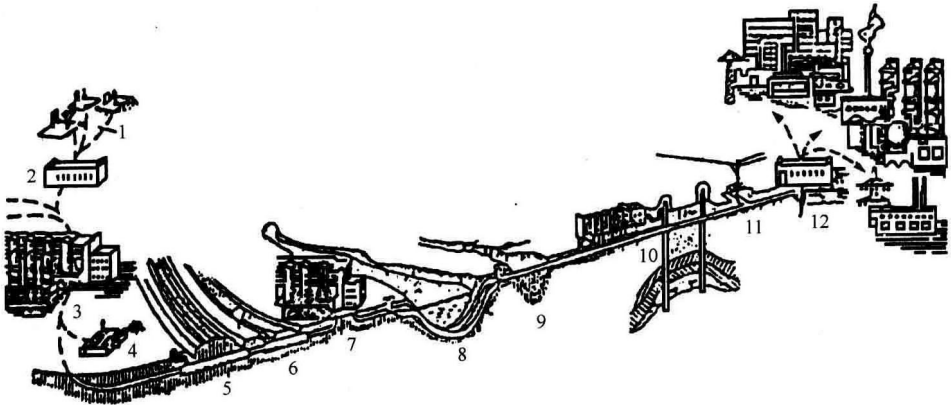


图 1-1 天然气输送系统概况

1—井场；2—集气站；3—天然气净化厂和压气站；4—到配气站的出口；5、6—铁路、公路穿越；7—中间压气站；8—河流穿越；9—沟谷跨越；10—地下储气库；11—阴极保护站；12—重点配气站

天然气集输管道系统负责收集从井口开采出来的天然气，然后通过分离、计量、净化、配气、增压等一整套单元工艺装置的配合与合理安排，输送到用户或长输管道首站。其组成包括井场、集气管网、集气站、天然气处理场（厂）、总站或增压站等。

天然气长输管道系统是连接气田天然气或油田伴生气或 LNG 终端与城市门站之间的管线，由输气站和线路两大部分组成。输气管道起点也称首站，负责收集集输管道系统的来气，通过除尘、计量后输往下站。如果从气田来气没有足够高的压力，则需要在首站设置压缩机，起增压作用。如果管道较长，天然气在沿管道流动过程中，压力会不断降低，此时需要在管道中间设置增压站，以保证将天然气输送到终点。输气站终点又称末站，其任务是接

收来气，通过计量、调压后将天然气分配给不同的用户。在管道沿线还可能需接受其他气源来气或需要向不同用户供气，因此，在沿线各站或中间阀室可能有集气点或分输点。在站内还设有除尘设施，以清除天然气中所带的液滴和固体颗粒与粉末，防止堵塞仪表、设备；设有阴极保护设施，对管道实现防腐保护；设有通信和自控设施，对管道系统实现监测与控制；在首站设有清管器发送装置，在末站设有清管器接收装置，在中间站设有清管器发送和接收装置，便于管道投产试压、干燥和定期清除管道中的积液。对管道线路部分，管道外包有防腐绝缘层，与阴极保护系统一道起到防腐作用；管内实施涂层，降低管道内壁粗糙度，提高管输能力；沿线需要穿越、跨越结构通过河流、公路、铁路、山谷；每隔一段距离要设有截断阀，以便于管道的操作与维修；由于天然气生产过程的相对稳定性和用户用气的不均衡性，因此针对不同的情况，需要在管道末段部分考虑地上储气设施、地下储气库等进行调峰。地下储气库一般都设有与之配套的压气站和净化装置。压气站的作用是：当用气处于低峰时，将干线中多余的气体注入地下储气库；当用气处于高峰时，抽出储气库中的气体注入输气干线。净化装置的作用是对从库中采出的天然气进行净化处理。

配气管道系统的任务是接收输气管道来的天然气，进行除尘、计量、调压、添味，然后把天然气送入各级配气管网，同时保持管网所需的压力，并再将天然气分配给各用户单位。

二、输气管道的特点

表 1-1 从管道输送工艺参数、材质与管型、管道功能等方面对三类输气管道进行了比较。

表 1-1 三种天然气管道类型比较

管道名称	矿场集输管道	长输管道	城市输配管道
输送介质	原料气可能含有硫化氢等未经净化的井口气	必须符合 GB 50251—2003 标准的净化气	必须符合 GB 50028—2006 的标准，无臭味者应加臭
压力	根据地层压力而定，最高可超过 10MPa，开采后期压力很低甚至降到常压	一般在 4~10MPa 之间	从 4MPa 至 0.01MPa 严格地分为 7 个压力等级
输送量	单根管线变化很大，一般在 $1 \times 10^4 \sim 50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间，集气总干管输量 $50 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	一般年输气量在几十亿 m^3 。大的可达 100 亿 m^3 以上	以城市大小而定，按整个管网系统的输配能力来衡量
输送距离	支线一般在几千米以内，干线稍长一些，几十至上百千米也有	多数在几百至几千千米，有些支线短的几十千米	以整个管网的总长度来衡量，根据城市规模确定
管型及材质	基本上都用无缝钢管	通常为高强度专用钢，以螺旋焊、直缝埋弧焊钢管居多	无缝、有缝钢管都用，0.4MPa 以上以 ERW 管居多，0.4MPa 以下，PE 管广泛使用
管径	一般在 100~300mm 之间，总干管在 400mm 以上	一般在 500~1000mm 之间，干线多在 700mm 以上	城市外环都用 700mm 以上大口径，市内采用各种规格
管道布置	多为支状、放射形布置，从单井集气、多井集气到集气总站集中	从净化厂输送到用气城市，多为单线	各种压力级制的管道都布置成环
主要功能	集气，把气田各单井的气收集起来送往净化厂	输气，沿途可接收或分输气体	配气，把气体分配到各类用户
设计规范	《气田集气工程设计规范》(SY/T 00101996)	《输气管道设计规范》(GB 50251—2003)	《城镇燃气设计规范》(GB 50028—2006)

输气管道具有如下特点：

1) 天然气生产、储运、销售系统一体化。

天然气的开发、储运和销售构成了天然气工业上、中、下游一体化。三者相互联系，相互影响。在天然气输送过程中，集输管道系统、长输管道系统、配气管道系统是一个密闭的、连续的水力系统，因此，在天然气管输系统建设和调度管理过程中，必须综合各因素进行统一考虑。

2) 管道系统具有调峰功能。

在不同时刻、不同季节用户的用气量是有区别的，有高峰也有低谷，但天然气的生产过程是相对稳定的，因此，管道输送长期处于一种不稳定状态。当用户用气处于低谷时，需要管道或其他储气设施储存多余的气体；而当用户用气处于高峰时，需要管道或其他储气设施释放储存的气体。

3) 距离长、压力高、输量大。

从生产基地到用户之间距离决定了管输距离一般较长，如西气东输管线从新疆到上海输距达 4000km。由于在高压下输送可以提高输量、减少运费，同时管道、设备生产水平和管理水平的提高保证了管道在高压下的运行，因此，管道输送压力一般都较高。由于管道连续输送，与压缩天然气、液化天然气的车船等其他输送方式相比，输量大得多。

4) 密闭安全。

管道一般都埋在地下，无噪声、泄漏少，对环境污染小。

5) 能耗与运费随管长、压力、输量变化。

与输油管道相比，天然气管道运费要高一些，图 1-2 给出了输送不同介质时不同距离的费用。从图中可以看出，超过 4000km 以上，液化天然气海运可能比陆上输气管道便宜。压力在 10~15MPa 的陆上天然气管道称为高压天然气管道。据研究，年输量在 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，采用高压输送可以节省成本。当运输距离为 5000km、年输量在 $150 \times 10^8 \sim 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 之间，采用高压输送比传统输送可节约运输成本 20%~35%。

6) 便于管理，易于实现自动化。

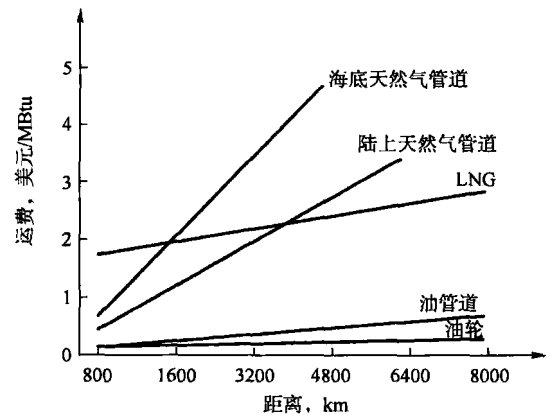


图 1-2 输送不同介质时不同距离的运费

三、输气管道的发展概况

1. 我国输气管道发展概况

我国是最早采用管道输送的国家，早在公元 221—263 年的蜀汉时期，四川、重庆地区就采用楠竹管道输送卤水。在明末清初，就用楠竹管道输送天然气。

我国的第一条长距离输气管道是 1963 年在四川建成的从巴县石油沟到重庆孙家湾配气站（巴—渝线）。从此至 20 世纪 60 年代中期，我国输气管道开始起步，但管径小（273~426mm），距离短（几十千米），压力低，输量小，管材、设备质量差，建设技术水平低，输送工艺简单。自 20 世纪 60 年代中后期以后，随着天然气生产规模的逐渐扩大，制造业的发展以及管道建设水平和工艺水平的提高，管道建设逐渐向大型化方向发展，并在区域内逐

渐形成网络。1966年四川建成威远至成都的输气管道，1987年形成了以卧龙河和渠县脱硫厂为起点，成都为终点的南、北输气干线，管径达720mm。此外，在全国其他地区建成了华北油田至北京输气干线；大港油田到天津输气管道；中原油田至沧州输气管道；中原油田至开封输气管道；天津至开封输气管道；靖边至西安输气管道；靖边至银川输气管道；轮南至库尔勒输气管道；吐鲁番至乌鲁木齐输气管道。并且在中原油田至沧州输气管道上第一次采用燃气轮机驱动离心压缩机进行增压，输送压力为2.5MPa。特别是20世纪90年代以来，随着我国国民经济的高速发展，通过技术引进与消化，天然气管道向着高压、大口径、长距离方向发展，并不断采用新设备、新材料、新工艺，管理向自动化方向发展。这一时期所建设的主要管道如下。

(1) 西气东输管道

西气东输管道2002年7月全线开工，2004年10月全线投产。管道西起新疆的轮南，途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏以及浙江10个省市66个县至上海，主干线全长3856km，管径1016mm，设计输气压力10MPa，管材为X70，其中壁厚14.6mm以下为螺旋焊缝钢管，壁厚17.5mm、21mm和26.2mm为直缝钢管，设计年输量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。全线共设工艺站场35座，其中压缩机站10座（燃驱压缩机站6座，电驱压缩机站4座）、线路截断阀室137座。

(2) 陕京输气管道

陕京输气管道西起陕西省靖边的天然气净化厂首站，终至北京石景山区衙门口北京末站，途经陕西、山西、河北、北京3省1市22个县市，全长918.42km，其中干线853.23km，支干线65.19km，主干线管径660mm，管材为X60，采用螺旋焊缝钢管和部分直缝焊钢管，设计压力6.4MPa，设计年输量 $36 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，是20世纪国内陆上距离最长和自动化控制水平最高的输气管道。

(3) 陕京二线输气管道

陕京二线输气管道西起陕西省榆林首站，经陕西、山西、河北和北京，止于北京市大兴区采育末站，全线总长851km，主干线管径1016mm，壁厚26.2mm，设计压力10MPa，设计年输气量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，陕京二线管道主要供应北京市的工业及生活用天然气。

(4) 涩宁兰输气管道

涩宁兰输气管道起自青海省涩北气田，经过西宁市，终至甘肃省兰州市，是目前位于青藏高原上距离最长的天然气管道。2000年4月27日开工，10月31日完成主体工程。2001年5月21日连通西宁，9月6日全线连通，为西宁市和兰州市工业和居民供气。管道全长953km，管径660mm，设计压力6.4MPa，年输气能力 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，采用X60螺旋焊缝钢管，煤焦油磁漆防腐和三层PE防腐。站间采用管道专用卫星通信系统(VSAT)，全线实现自动控制。

(5) 忠武输气管道

忠武输气管道自重庆市忠县至湖北省武汉市（即原名川汉管道），由1条干线、3条支干线组成，线路总长1375.4km，线路途经重庆、四川、湖北3省（市）、15市、31县，设计年输量 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。干线全长718.9km，管径711.2mm，X60钢，采用聚乙烯三层复合结构和熔结环氧粉末分段防腐，设计压力6.3~7.0MPa。三条支线分别为荆州至襄樊、武汉至黄石、湖北潜江至湖南湘潭，长度分别为238.1km、77.9km和340.5km，管径分别为406.4mm、323.9mm和610mm，设计压力6.3MPa，采用X52和X60钢材。共设工艺站场

21 座，线路阀室 39 座，其中远传阀室（计算机控制终端 RTU）5 座。

(6) 川气东送管道

川气东送管道始于四川省达州市普光首站，止于上海末站，途经四川省、重庆市、湖北省、安徽省、江苏省、浙江省和上海市，线路总长 2203km，是继西气东输管道后又一条贯穿我国东西部地区的管道大动脉。工程包括 1 条干线，4 条支线和 1 条专线。干线全长 1702km，管径 1016mm，管材为 X70，壁厚为 21mm 到 30.4mm。川维、南京、常州和苏州 4 条支线总长 422km，达州专线 81km。干线及各支线设计年输量为 $120 \times 10^8 \text{m}^3$ ，达州专线设计年输量为 $30 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(7) 西气东输二线输气管道

西气东输二线西起新疆霍尔果斯口岸，南至广州，东达上海，途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、湖北、江西、湖南、广东、广西、浙江、上海、江苏、安徽等 14 个省市，由 1 条主干线和 8 条支干线组成，全线长 8794km，设计压力 12MPa，设计年输量为 $300 \times 10^8 \text{m}^3$ 。干线长 4945km，管径 1219mm，一级地区壁厚 18.4mm，采用 X80 管材；支干线全长 3849km，采用 X70 管材。沿线设有 3 座储气库，分别为河南平顶山、湖北云应盐穴储气库和南昌麻丘水层储气库，总库容 $45 \times 10^8 \text{m}^3$ ，工作气量 $22 \times 10^8 \text{m}^3$ ，以及 1 座 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ 的 LNG 调峰站。

(8) 南海崖 13-1 气田至香港输气管道

该管道从气田海上井口平台起至香港烂角咀上岸点止，全长 778km，管径 28in (711.2mm)，壁厚 17.12mm，管材为 X65，设计压力 8MPa，年输气量为 $34.7 \times 10^8 \text{m}^3$ ，输送介质为干气，所经海域共穿越 10 条海底电缆和 3 条航道，平均水深 100 多米，其中深水段为 707m。这条管道是我国目前最长的海底输气管道。

(9) 东海平湖至上海输气管道

该管道是 1999 年投产的湿天然气管道，从平湖油气田海上平台至南汇新港乡天然气处理厂，总长 388.8km（其中海管长 366.8km），管径 355.6mm，壁厚 11.1mm，管材 X52，入口压力 9MPa，海底管道可承受百年一遇的临界环境条件（包括台风、波浪力和海流），使用寿命在 30 年以上。

2. 国外输气管道发展概况

世界第一条输气管道是 1886 年由美国建成的从宾西法利亚州的凯恩到纽约州的布法罗，全长为 140km，管径为 200mm。现代输气管道的发展始于 20 世纪 40 年代末，田纳西天然气公司建设了一条从西部到东海岸的输气管道，全长为 2035km，管径为 609mm。下面给出了世界上几条天然气管道情况。

(1) 横贯加拿大输气管道 (Trans-Canada Gas Pipeline, TCPL)

该管道是加拿大自西向东的大型输气管道系统，全长 8500km，管径 500~1000mm，工作压力 6.1~6.5MPa，年输气量达 $300 \times 10^8 \text{m}^3$ ，沿线设有 46 座压缩机站和 2 座移动式压缩机组。管道由 1 个主体工程、4 个系统以及一条经北美五大湖区向美国出口天然气的复线组成。主体工程自艾伯塔省 (Alberta) 和萨斯喀彻温省 (Saskatchewan) 的边界至魁北克省 (Quebec) 的蒙特利尔 (Montreal)，全长 3600km。4 个系统为自艾伯塔省边界至曼尼托巴省 (Manitoba) 温尼伯 (Winnipeg) 的西部系统，自温尼伯至多伦多 (Toronto) 的安大略 (Ontario) 系统，自多伦多至蒙特利尔的蒙特利尔系统，自曼尼托巴省的埃默森 (Emerson) 经五大湖区的美国七个州，再进入加拿大，在多伦多附近与管道主体工程相连的五大湖系

统。管道始建于1956年，1975年全部完工。美国境内段管线1977年投产。整个系统实现了全自动化，在多伦多设中心控制室，对整个管道和压缩机站进行遥控。

(2) 艾伯塔输气管道系统 (Alberta Gas Pipeline System)

该管道系统总长7000多km，管径为800~1000mm，压缩机站27座，总功率 $31 \times 10^4 \text{ kW}$ ，末段有4条平行管道组成。除在艾伯塔省内供气外，同时在东部边界向TCPL系统输气，在西部边界向西岸供气系统输气，将天然气输至不列颠哥伦比亚 (British Columbia) 的分配商及美国的苏马斯 (Sumas)、华盛顿 (Washington) 以便出口。在伊斯特波特 (Eastport)、爱达荷 (Idaho) 处，通过与TCPL合资的莱斯布里奇 (Lethbridge) -不列颠哥伦比亚 (British Columbia) 将天然气输至美国边界。

(3) 美加联盟输气管道 (Alliance Pipeline)

该管道起自加拿大西部不列颠哥伦比亚省 (British Columbia) 的产气区，终至美国伊利诺斯州 (Illinois) 的芝加哥 (Chicago)，干线全长2988km (加拿大境内1559km，美国境内1429km)，管径为914mm和1067mm。管材为X70，设计压力为12MPa，设计年输量为 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，全线共设压缩机站14座 (加拿大境内和美国境内各7座)，计量站35个。该管道采用热值高达 $44.2 \times 10^6 \text{ J/m}^3$ 的富气组分和压力高达12MPa富气输送工艺提高了管道输送效率。

(4) 阿拉斯加公路输气管道 (Alaska Highway Gas Pipeline)

该管道系统建于1986年，全长7800多km，管径为914~1420mm，管材为X70，输气支管线管径为863mm，管线长1240km，设59座压缩机站，运行压力6.3~10MPa，年输气能力为 $248 \times 10^8 \sim 330 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该管线起于阿拉斯加北坡 (Alaska North Slope) 的普拉德霍湾 (Prudhoe Bay) 气田，向南经阿拉斯加与加拿大育空 (Yukon) 的边界，并由此进入加拿大育空自治区 (Yukon Territory) 的哥伦比亚 (Columbia)，在詹姆斯河 (James River) 镇分为东西两路。西到美国西海岸市场，终点靠近三藩市 (San Francisco)；东到美国中西部、东海岸和南部市场，终点在路易斯安那 (Louisiana) 州的德威特 (DeWitt)。该管线从北到南，中间又分东西两向，贯通了整个北美管网。

(5) 美国湾流天然气管道 (Gulfstream Gas Pipeline)

该管道系统起自密西西比 (Mississippi) 和亚拉巴马 (Alabama) 港湾的天然气处理厂，穿越墨西哥湾 (Gulf of Mexico) 海底到达佛罗里达 (Florida) 西部。管道长约934.8km，年输量 $116.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，采用X70管材。其中穿越墨西哥湾到达佛罗里达的管道长691.9km，管径914mm，陆地管道长260.7km、管径914~406mm。这是美国最大的穿越墨西哥湾的天然气管道。该管道在美国创造了5个第一：仅在亚拉巴马设置一座压缩机站，出口压力15MPa；是墨西哥湾最大的管道；是墨西哥湾最大的洲际管道；第一条到达佛罗里达的海底管道；第一条新建的向佛罗里达输送天然气的管道。

(6) 乌连戈依-中央输气管道系统

该输气系统是俄罗斯主要的输气系统之一，也是世界上最大的输气系统。全系统管道总长约 $2 \times 10^4 \text{ km}$ ，管径为1020mm、1220mm、1420mm，管材采用X70。1981年开始建设，1985年投产，当年全系统输气量达到 $1800 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，供国内外用气。它由6条输气管道组成：

乌连戈依-乌日哥罗德输气管道系统：该管道系统是由俄罗斯出口到欧洲的德国、法国和意大利的输气管道。全长9000km (在俄罗斯境内全长4451km)，管径1420mm，工作压力7.5MPa。1982年10月动工建设，1984年4月投产。管道在俄罗斯境内全长4451km，

共建压缩机站 41 座，设有压缩机组 134 台，总装机功率为 $300 \times 10^4 \text{ kW}$ ，年输气能力达 $320 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。管道经西西伯利亚地区穿越大量的水域、河流、森林以及永冻土区等。为防止天然气经增压以后温度升高影响永冻土融化，在永冻土区建有天然气冷却站 4 座。不论从施工难度、管径大小、里程长度、压缩机站数量还是输气量多少来看，至今仍为输气管道之最。

乌连戈依-莫斯科输气管道系统：它是中央输气系统的北支，管道全长 2976km，管径 1420mm，工作压力 7.5MPa，共建压缩机站 16 座。1980 年开工建设，1981 年 5 月投产。管线穿过大型沟壑和山谷时采用跨越，穿过永冻土地带时采用堤坝式铺设。

乌连戈依-诺沃普斯科夫输气管道系统：该管道全长 3341 km，管径 1420mm，工作压力 7.5MPa，全线共设 30 座压缩机站，1981 年动工，1983 年投产。线路通过长达 260 km 的沼泽地区，穿越河流域达 300 处，其中大型河流 20 处。

乌连戈依-彼德罗夫斯克输气管道系统：该管道全长 2731 km，管径 1420 mm，压力 7.5MPa。1981 年开工建设，1982 年 4 月投产。全线共建压缩机站 24 座。管道通过沼泽区 39.4 km，水淹地段 376km，沿线共穿过水域、河流等 984 处，其中穿越大型河流 17 处。

乌连戈依-中央（I 线）和乌连戈依-中央（II 线）系统。两条管道与乌连戈依-乌日哥罗德管道平行铺设，管长分别为 3429km 和 3384km，各建压缩机站 30 座，将秋明地区的天然气输往耶列茨地区。这两条输气管道均于 1984 年开工建设，1985 年投产。

(7) 亚马尔-欧洲输气管道 (Yamal - Europe Pipeline)

该输气系统是由 6 条平行铺设的输气管道组成的大型“管道走廊”，起于俄罗斯亚马尔半岛 (Yamal Peninsula)，途经俄罗斯、白俄罗斯、波兰等国，最后到达德国奥德河 (Oder) 边上的法兰克福 (Frankfort) 与西欧输气管网和荷兰南方天然气公司的输气管网相接。单条管长 4874km，管径 1020~1420 mm，设计压力 7.4~8.3MPa，设 34 座压缩机站，干线年输气能力为 $280 \times 10^8 \sim 320 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。6 条平行干线和支线总长达 40232~48279km，总装机容量 5619MW，年总输气量为 $900 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(8) 俄罗斯-土耳其输气管道 (“蓝色气流”输气管道, Blue Stream Gas Pipeline)

该管道系统是俄罗斯向土耳其输送天然气的第二条管道，管道全长 1213km，包括俄境内陆上管道 373km、黑海海底管道 396km 和土耳其境内陆上管道 444km。管径包括俄罗斯陆上平原部分 1420mm、山区部分 1220mm、海底双线部分 610mm 以及土耳其陆上部分 1220mm。管材采用 09 Г 2С (俄罗斯管材)、X60 和 X65 钢管。管道的年设计输气能力为 $16 \times 10^9 \text{ m}^3$ ，从 2002 年 12 月 30 日开始试送气。从 2003 年起，该管道每年向土耳其供应天然气 $3.0 \times 10^9 \text{ m}^3$ ，2008 年增加到 $6.0 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。该管道显著特点为：世界上最深的水下输气管道，最深处达 2150m；管道的工作压力最高达到 25.1MPa；海底管道最高的外部静水压力超过 22MPa；海底管道的壁厚达 31.8mm；俄罗斯境内的管段是最复杂的陆上输气管段，断层活动非常活跃，有 62km 管段通过地壳构造比较活跃、存在着塌方、土壤冲刷和山崩危险的高加索主峰山前地带，土耳其境内的线路条件也相当复杂，山区个别地段的高差达 500m；黑海海水较高的含盐量与溶解在水中的硫化氢 (达 12mg/L) 对管道具有严重的腐蚀性。

(9) Zeepipe 海底管道输气系统 (Zeepipe Submarine Gas Pipeline System)

该管道系统将挪威的斯莱普内尔 (Sleipner) 气田和特洛尔 (Troll) 气田的天然气输到欧洲大陆比利时的泽布勒赫 (Zeebrugge) 和德国的埃姆登 (Emden) 等地。该系统是目前

世界上最长和管径最大的海底输气管道系统。Zeepipe 工程共分三个阶段完工。第一期工程（简称 Zeepipe I 工程）于 1993 年 10 月建成投产，年输气量为 $120 \times 10^8 \text{m}^3$ ，包括：①从斯莱普内尔平台至比利时泽布勒赫港海底输气管道，长 810km，管径 1016mm，简称 Zeepipe 管道；②从斯莱普内尔平台至 16/11-S 平台的连接管道，长 40km，管径 762mm，这条管道把 Zeepipe 管道和已建成的 Statepipe 管道连接起来；③从 Sleipner 平台至挪威岸上卡尔斯托（Karsto）气体处理厂的长 224km，管径 508mm 的凝析油输送管道。第二期工程（简称 Zeepipe II 工程）于 1997 年 10 月完成，包括①特洛尔至海岸上的科勒斯尼斯（Kollsnes）天然气处理厂海底管道（双线），长 64km，管径 914mm；②科勒斯尼斯至斯莱普内尔海底管道，长 300km，管径 1016mm，年输气量 $120 \times 10^8 \sim 130 \times 10^8 \text{m}^3$ ；③科勒斯尼斯至 16/11-S 平台海底管道，长 304km，管径 1016mm；④16/11-S 平台至德国埃姆登港，长 597km，管径 1016mm，年输气量 $180 \times 10^8 \text{m}^3$ ，该管道亦称 Europipe 管道。Zeepipe 系统第三期工程主要是为了适应市场需要，在 Zeepipe 和 Europipe 干管上增设压气站。

(10) 互联管道 (Interconnector Gas Pipeline)

该管道系统是连接英国与欧洲大陆的第一条天然气出口管道，起自英国诺福克 (Norfolk) 的巴克顿 (Bacton)，终至比利时泽布勒赫 (Zeebrugge)。管道全长 235 km，管径 1016 mm，管材为 X65，运行压力 13.5MPa，是条双向输送管道，正输时，年输量为 $20 \times 10^9 \text{m}^3$ ；反输时，年输量为 $8.5 \times 10^9 \text{m}^3$ 。该管道把英国的天然气管网与比利时、欧洲大陆管网连接起来。

(11) 阿意输气管道 (Algeria - Italy Gas Pipeline)

该管道系统是从阿尔及利亚撒哈拉大沙漠 (Sahara Desert) 中的哈西鲁迈勒 (Hassi R'Mel) 大气田至突尼斯的邦角半岛 (Cape Bon Peninsula)，穿越地中海，经西西里岛 (Sicilia Island) 直到意大利北部的博洛尼亚 (Bologna)。全长 2506km，管径分别为 500mm、1060mm 和 1220mm，管材为 X60、X65 和 X70，操作压力 7.5MPa，全线设有压缩机站 12 座，其中阿尔及利亚境内 4 座，突尼斯境内 3 座，西西里岛 2 座，意大利半岛 3 座。管道 1976 年开始建设，1983 年初投产，年输气量 $125 \times 10^8 \text{m}^3$ 。为了提高输气能力，1993 年，进行了长 2355km 从意大利延伸到斯洛伐克的复线建设，其中水下 170km。该管道是第一条连接非洲与欧洲的洲际输气管道；且管道穿越地中海，水深 600m，是当时世界上海下最深的输气管道，因此通常更多地被称为“穿越地中海输气管道 (Trans - Mediterranean Gas Pipeline)”，开创了超常规深海管道敷设的先例。

(12) 阿西输气管道 (Algeria - Spain Gas Pipeline)

该管道系统始于阿尔及利亚哈西鲁迈勒气田，途经摩洛哥，穿越直布罗陀海峡 (Gibraltar Strait)，到达西班牙的塞维利亚 (Sevilla)。全长 1434km，管径 1220 mm，年设计输气量 $90 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{m}^3$ 。该管道系统于 1995 年末开始向西欧输气，通过该管道系统，阿尔及利亚的天然气可以从西部输往葡萄牙、法国、德国和其他国家。

阿意和阿西两大输气系统分别在意大利和西班牙与欧洲输气管网连通，形成了当今世界上第一个洲际输气管网。

3. 输气管道发展趋势

从当前国内外长距离天然气管道发展趋势来看，具有如下特点。

(1) 大口径、高压、网络化

在其他条件相同的情况下，增加输气管道的管径，提高输气压力，可以降低管道的压

力损失，扩大站间距，增大输气量，降低输送成本。因此，在气源丰富的情况下，采用大口径、高压管道具有更好的效益。当前，随着天然气产量和消费市场的增大，天然气管道业的不断发展，逐步形成了全国性的、地区性的、洲际性的庞大天然气管道网络系统，这种系统由集输管网、输气干线、配气管网及地下储气库组成。将大量气源和用户连接起来，具有多气源、多通道特点，保证了输供气的可靠性和灵活性，是管道系统发展趋势。

(2) 采用高强度、高韧性管材

一方面，进行高压输送需要采用高强度的管道，这样可以减小钢管壁厚，减少焊接量，降低建设成本。另一方面，管道工作应力越大、管径和壁厚越大，对管道韧性要求也越高。特别是输气管道发生破裂时，气体通过裂纹的膨胀作用给管壁增加了撕裂的能量，因此，一般说来，输气管道对韧性要求比输油管道更高。

(3) 地下储气库储气和调峰

天然气生产和输送的均衡性与用户用气的不均衡性之间的矛盾需要对大型输气管道系统采用调峰措施。地下储气库储存天然气具有容量大、投资省、见效快，安全可靠、不污染环境、易于管理等特点，具有其他储气设施无可比拟的优势，是平衡天然气的供需，确保安全平稳供应的重要手段。

(4) 数字化技术应用

要实现天然气管道系统的数字化管理，首先必须要构建数字化管道。数字管道是管道的虚拟表示，能够汇集管道的自然和人文信息，可以对该虚拟体进行探查和互动。通过收集全方位、多分辨率、三维空间的、覆盖于管道沿线及周边的大量地理信息，并使用基于地理数学模型的高级决策系统，对管道资源、环境、社会、经济等各个复杂系统信息进行数字整合并集成应用系统，在可视化条件下为技术人员和管理人员提供支持和服务。在此基础上利用仿真技术、优化技术、故障诊断技术等实现对管道系统的数字化管理。图 1-3 列出了数字化管理的主要内容。

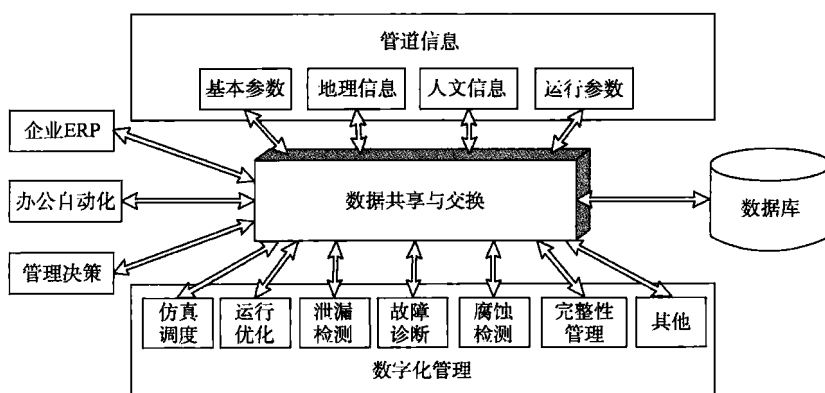


图 1-3 天然气管网数字化管理系统基本构成

1) 管道基本数据库的构建。

为了形成集管线属性信息和空间信息于一体的数据库系统，并通过空间查询、搜索、定位和分析，与其他系统连接起来，为管道的风险评价、调度抢险、改造扩建形成可视化的环境，就必须采集管道沿线的地理信息、人文信息、管道基本参数（材质、焊缝形式、厂家、

防腐措施等)等,并最终形成高精度的数字地图。

建立管道基本数据库的主要支撑技术有“遥感 (Remote Sensing, RS)、遥测 (Data Collection System, DCS)、全球定位系统 (Global Positioning System, GPS)、地理信息系统 (Geographic Information System, GIS) 等。4S (RS、DCS、GPS、GIS) 技术是通过卫星、航测等手段将信息传输到地面。RS、DCS 的综合应用能够对被测对象做到定性、定量分析;GPS 则能够对被研究的对象做到定时、定位分析,它具有全球性、全天候、连续性和实时性的导航、定位和定时功能,能够为各类用户提供精确的三维位置、三维速度和一维时间的信息;GIS 是采用地理模型分析方法,适时提供多种空间的动态的地理信息,为地理研究和地理决策服务而建立起来的计算机系统。基于 GIS 系统的数据及信息的集成和共享,最终构建了处理管道信息的数字管道系统。

2) 管网运行参数的采集。

为了对天然气管道进行仿真调度、运行优化以及故障诊断等,需要实时采集管道中关键节点的压力、流量和温度以及阀门开度、压缩机运行参数、阴极保护电位等。管道数据采集系统的性能将直接影响数字化管理的效果,而数据通信的及时同步性将决定数字化管理系统是否能有效地工作。

运行参数是对管道运行状态的描述。目前,大多数新建管道都设有 SCADA 系统,许多老管线也在积极地建设 SCADA 系统,SCADA 系统主要由站控系统、调度控制中心以及通信设备组成。站控系统主要由 RTU、PLC、工控机以及各种变送器所组成。它对管道运行参数进行实时采集和传输,站控系统通过实时通信设备将管道运行参数传输到调度控制中心。调度控制中心则对各站控系统的数据进行实时处理,并根据具体情况发布调控命令。同时还将为使用这些数据提供用户界面和数据交换及分配等功能。

数字化管理的主要内容包括管网仿真技术、管网运行优化、管道泄漏检测、压缩机站的故障诊断、管道完整性管理、管道腐蚀监测、检测等。

(5) 完整性管理及配套技术

管道在建设期间不可避免地会产生各种缺陷,管道在运行期间也会出现损伤和老化。因此,对管道进行必要的检测和完整性评价可以提高管道系统的可靠性。管道完整性管理及配套技术内容包括:管道系统内外检测、评价技术,管道系统剩余强度、剩余寿命评价技术,管道系统风险评估和风险管理技术,管道系统故障诊断技术,管道系统修补、抢险技术等。

第二节 天然气管道线路工程

一、线路选择

1. 影响线路选择的因素

(1) 气源与市场需求

天然气管道的目的是将气田的天然气输送到站场或用户。为了保证管道长期、安全、平稳的输送,必须考虑气源的生产规划和市场的需求状况。

(2) 沿线自然条件

管道自然条件包括地形、地貌、气候条件,工程地质与水文地质条件等。这些条件直接