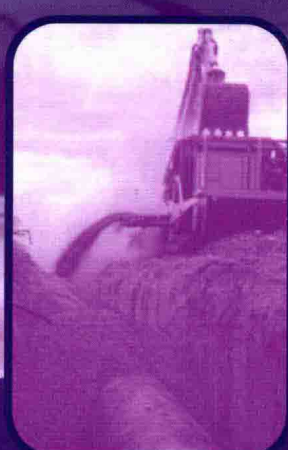


康勇 著



现代油气管道工程 设计、施工技术 与 实例

XIANDAI YOUQI GUANDAO GONGCHENG
SHEJI SHIGONG JISHU YU SHILI



化学工业出版社

现代油气管道工程 设计、施工技术与实例

康勇 著



化学工业出版社

· 北京 ·

本书以石油天然气管道设计与建设工程为主线,以大量数据与图表,全面介绍现代油气管道工程设计、施工所涉及的各种技术问题,主要内容包括:现代油气管道发展概况;非金属管道技术;管道的力学性能与输送工艺;长输管道建设工程;管道在特殊地区和环境下的管道设计与施工技术,如施工通道建设、湿地河流及各种障碍的穿跨越方法、非开挖技术、海洋管道设计与施工等内容;现代油气管道在建设运行过程中的技术、管理问题,包括现代 SCADA 系统、管道清管作业、金属管道的腐蚀及控制、管道泄漏监测技术、油气管道更新与修复、管道的开孔与局部修复、防腐蚀工程经济计算、HSE 作业指导、管道完整性管理等内容。

本书集理论、设计、施工、实例于一体,易于不同层次和水平读者阅读。全书内容丰富,理论联系实际,可操作性和实用性强。本书可供广大从事石油天然气管道设计与施工的技术人员、管理人员使用和参考,也可以作为高校石油天然气储运专业师生教学用书和参考资料。

图书在版编目 (CIP) 数据

现代油气管道工程设计、施工技术与实例/康勇著.
北京:化学工业出版社,2013.9
ISBN 978-7-122-18254-8

I. ①现… II. ①康… III. ①石油管道-管道工程
②天然气管道-管道工程 IV. ①TE973

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 200130 号

责任编辑:朱 彤
责任校对:宋 玮

文字编辑:张燕文
装帧设计:刘丽华



出版发行:化学工业出版社(北京市东城区青年湖南街13号 邮政编码100011)

印 装:北京云浩印刷有限责任公司

787mm×1092mm 1/16 印张22 字数618千字

2014年11月北京第1版第1次印刷

购书咨询:010-64518888(传真:010-64519686) 售后服务:010-64518899

网 址: <http://www.cip.com.cn>

凡购买本书,如有缺损质量问题,本社销售中心负责调换。

定 价:78.00 元

版权所有 违者必究

前言

F O R E W O R D

石油天然气工业快速发展的显著表现之一是石油天然气储运工业取得的巨大成果，这一领域的新设备、新材料、新工艺、新方法不断地出现，如机械过程装备、自动化控制与测量方法及计算机应用、HSE 管理等新理念和技术的引入在管道工业中得到广泛的推广与应用。管道技术与其他相关专业的相互渗透，使之所涉及的专业领域更宽，需要解决的问题更多，技术结构更加复杂。本书按照以上所述的变化和要求，介绍了国际上普遍采用的新技术手段和新管理方法，同时也注意结合我国目前总体发展现状以及管道建设现行的普遍做法，为读者更为快捷方便地了解国内外管道建设发展现状、掌握较为先进的技术手段和管理方法提供了一个窗口。

本书以“拓宽基础，创新为先，学用相辅”的写作目标，以解决工程中常见的问题为研究对象，涉及了石油天然气管道工程中的设计及施工两个方面的各个领域。全书共分为 7 章：第 1 章介绍现代油气管道的发展，主要论述了国内外管道工业的发展与现状，通过数据与图表，给读者提供了新的相关信息；第 2 章介绍非金属管道技术，随着非金属管道在石油天然气管道工业中使用量的不断加大，非金属管材的新技术、新方法的不断出现，给管道工业带来了新的发展机遇；第 3 章介绍管道的力学性能与输送工艺，将管道设计与输送技术编写在本章中，集中论述了管道工业的基础理论及普遍接受与认可的工艺手段；第 4 章介绍直埋长输管道建设工程，论述了管道建设工程各个建设环节和主要建设程序；第 5 章介绍特殊地区的管道设计与施工，综合论述了管道在特殊建设环境的建设方法，包括施工通道建设、湿地河流及各种障碍的穿跨越方法，非开挖技术等，还涉及了海洋管道的建设工程；第 6 章介绍油气管道的运行技术管理，论述了管道在建设与管理过程中的技术管理问题；第 7 章介绍工程设计施工技术分析与计算实例，通过具体工程实施的描述和大量的实例计算，将理论计算与具体问题结合起来，为读者如何解决实际工程问题提供了范例及技术应用方法。

本书内容涵盖了国内外管道建设的现状与发展趋势，并在作者多年从事油气管道工程方面的教学与科研的基础上编写而成。在编写过程中得到了同行及各方面的大力支持和帮助，得到了作者所在单位优秀学术著作出版基金资助，在此谨表示衷心的感谢。

作者对进一步完善本书的各方面意见表以诚欲受之。

康 勇

2014 年 8 月

目录

C O N T E N T S

第1章 现代油气管道的发展	1	2.5.4 玻璃钢增强管的连接	56
1.1 国内外石油管道的发展	1	第3章 管道的力学性能与输送工艺	58
1.1.1 世界石油管道发展趋势	1	3.1 管道材料对管道性能的影响	58
1.1.2 我国石油管道发展与现状	5	3.1.1 管道材料对管道性能及用途的影响	58
1.2 国内外燃气管道技术现状及发展趋势	7	3.1.2 管材的物理特性	61
1.2.1 世界天然气管道技术发展	7	3.1.3 管道的受力影响	62
1.2.2 我国燃气管道技术现状	9	3.2 管道的工艺设计计算	65
1.3 我国油气管道的技术发展	22	3.2.1 管道工艺计算的目的及影响因素	65
1.3.1 原油管道的技术发展	22	3.2.2 设计计算的基本步骤	66
1.3.2 成品油管道的技术发展	23	3.3 油气混输管道工艺计算	67
1.3.3 燃气管道的技术发展	23	3.3.1 气液两相流的特点及流型划分	67
1.3.4 油气管道的现代管理	24	3.3.2 气液两相管流的参数	69
1.3.5 海外油气管道工程	24	3.3.3 两相流基本方程	73
第2章 非金属管道技术	25	3.3.4 两相流压降计算	76
2.1 油气田非金属管道发展与应用	25	3.3.5 两相流温降计算	77
2.2 油气田常用非金属管道的性能及标准	26	3.4 管道工艺计算专业软件应用	78
2.2.1 非金属管道的性能	26	3.4.1 PK2010 (油气集输工程软件)	78
2.2.2 非金属管道的技术标准	26	3.4.2 PipePhase (稳态多相流模拟器)	79
2.2.3 管道尺寸及性能参数	27	3.4.3 NETOPT (网络优化模块)	80
2.2.4 非金属管道的特点	32	3.4.4 PNS (油气管网仿真)	80
2.3 常用非金属管道	34	3.4.5 TFTCS (两相管流工艺计算软件)	81
2.3.1 玻璃钢管	34	第4章 直埋长输管道建设工程	83
2.3.2 钢骨架复合管	35	4.1 管道线路选择的原则与方法	83
2.3.3 柔性复合高压输送管	36	4.2 线路勘测与勘察	86
2.4 非金属管道施工工艺	37	4.2.1 线路走向选择的原则	86
2.4.1 聚乙烯燃气管道施工工艺	37	4.2.2 影响线路走向的各种因素	87
2.4.2 硬聚氯乙烯/玻璃钢复合管施工工艺	43	4.2.3 初步管道线路的确定方法	89
2.4.3 塑料合金防腐蚀复合管施工技术	47	4.2.4 线路的勘察	90
2.5 非金属管道的连接方法	48	4.3 施工与竣工勘测	93
2.5.1 聚乙烯管的连接	49		
2.5.2 钢骨架聚乙烯复合管的连接	54		
2.5.3 聚氯乙烯管的连接	54		

4.3.1	施工勘测的要求	93	5.7	管道的跨越工程	170
4.3.2	管道的标桩	97	5.7.1	架空跨越的类型介绍	170
4.3.3	管道弯曲的弹性铺设	97	5.7.2	架空跨越工程计算	171
4.3.4	土石方工程量设计及土工 保护	98	5.7.3	管道架空跨越施工	180
4.4	长输管道建设方法	104	5.8	管道的穿越工程	182
4.4.1	管道建设的过程	105	5.8.1	河流的穿越	182
4.4.2	施工场地的清理及坡度 的平整	106	5.8.2	非开挖穿越	186
4.4.3	管道的储存、装卸与布管	107	5.9	管沟的爆破开挖	191
4.4.4	挖沟作业	108	5.9.1	管沟开挖一般要求	191
4.4.5	管道的净化	109	5.9.2	爆破石方工程	192
4.4.6	对口作业	110	5.9.3	管沟爆破技术设计	193
4.4.7	弯管作业	111	5.10	管道的防震	195
4.4.8	管道的焊接工艺	112	5.10.1	地震对管道工程的危害	195
4.4.9	管道防腐层	113	5.10.2	管道工程抗震设计	195
4.4.10	管道下沟及管沟回填	114	5.11	海洋管道设计与施工	196
4.4.11	管道的对口连接及场地 清理	116	5.11.1	海底管道的发展状况	196
4.4.12	管道的试压	117	5.11.2	海洋石油管线的设计	197
4.5	天然气管道的净化	123	5.11.3	铺设海底管道主要方法	198
第5章 特殊地区的管道设计与 施工技术		126	5.11.4	接岸段海底管道	202
5.1	长输管道施工通道	126	5.11.5	波浪、海流对管道的作用	203
5.1.1	一般施工通道的修筑	127	5.11.6	海底管道的稳定	206
5.1.2	特殊施工通道	127	5.11.7	海洋管道的腐蚀及内防腐	210
5.2	管道基础结构的稳定	130	5.11.8	海洋管线的安全与环保	211
5.2.1	陡坡地区管道基础的稳定	130	第6章 油气管道的运行技术 管理		213
5.2.2	陡坡管道的排水和冲蚀控制	131	6.1	现代SCADA系统	213
5.2.3	黄土沟蚀保护	137	6.1.1	SCADA系统的构成	213
5.3	冻土地区管道	138	6.1.2	长距离管道瞬变流动过程的 自动控制	217
5.3.1	冻土地区管道设计	138	6.2	管道清管作业	218
5.3.2	冻土地区管道的稳管技术	139	6.2.1	清管的目的是方法	218
5.4	沙漠地区管道	140	6.2.2	清管器种类及结构	219
5.4.1	防沙及固沙	140	6.2.3	清管器的检测作用	225
5.4.2	沙漠管道的施工	140	6.2.4	清管器收发装置及作业前 的准备	227
5.5	水域管道的铺设	141	6.2.5	清管器收发及转发操作	229
5.5.1	湿地管道的稳管方法	142	6.2.6	清管站和远控阀室RTU系统 组成	230
5.5.2	水底管道的稳管方法	143	6.2.7	清管器清管操作要点	230
5.5.3	管道浮力计算方法	146	6.3	地下金属管道的腐蚀及控制	232
5.6	管道支墩设计及失稳计算	151	6.3.1	腐蚀的分类	232
5.6.1	管道固定支墩的受力分析	151	6.3.2	金属管道腐蚀机理	233
5.6.2	支墩的倾覆校核	153	6.3.3	土壤腐蚀	234
5.6.3	管道的锚固设计	155	6.3.4	管道的防腐	238
5.6.4	管道在外压作用下失稳变形	160	6.3.5	管道外壁防腐	240

6.3.6	管道内壁防腐	244	7.2.3	管道两相流压降的计算	310
6.3.7	管道的阴极保护	246	7.2.4	热油管道温度分布	312
6.3.8	防腐设施的运行与管理	250	7.2.5	热油管道设计	315
6.4	管道泄漏监测技术	252	7.3	管道非开挖更新修复工程	318
6.4.1	基于硬件的方法	252	7.3.1	工程的基本情况	318
6.4.2	基于软件的方法	256	7.3.2	管道修复工程	318
6.4.3	泄漏检测方法的综合评定 和选择	258	7.4	防腐蚀工程经济计算	320
6.4.4	管道的安全性管理与评价	259	7.4.1	经济计算基本数据	320
6.5	油气管道更新与修复	260	7.4.2	改造前方案计算	321
6.5.1	管道更新修复技术标准 与程序	260	7.4.3	改造后方案计算	321
6.5.2	管道非开挖更新技术	262	7.5	管道跨越工程计算	322
6.6	管道的开孔与局部修复	274	7.5.1	工程概况	322
6.6.1	管道的带压开孔方法	274	7.5.2	受力计算	323
6.6.2	不停输带压开孔封堵技术 设备	276	7.6	管道跨越工程施工	324
6.6.3	管道的带压堵漏和开孔举例	277	7.6.1	工程概况	324
6.6.4	管道的堵漏与修复	279	7.6.2	施工过程	324
6.7	防腐蚀工程经济计算	285	7.6.3	施工要求及措施	325
6.7.1	基本计算公式	285	7.6.4	清管试压	325
6.7.2	计算项目和计算式	286	7.7	管道锚固的受力计算	325
6.8	HSE 作业指导	286	7.7.1	工程概况	325
6.8.1	管理方针及目标	286	7.7.2	受力计算	326
6.8.2	组织机构与职责	287	7.8	管道净化处理计算	326
6.8.3	能力评估	288	7.8.1	工程概况及分析目标	326
6.8.4	HSE 培训	289	7.8.2	项目分析计算	327
6.8.5	信息管理	289	7.9	管线完整性管理实践	328
6.8.6	HSE 风险管理	290	7.9.1	完整性管理总体建设	328
6.9	管道完整性管理	292	7.9.2	高后果区识别	330
6.9.1	管道完整性管理的内涵	292	7.9.3	管道风险评价与维护维修	331
6.9.2	管道完整性管理的内容	292	7.9.4	完整性评价	331
6.9.3	管道的风险评价	294	7.10	管道完整性管理的经济评价	332
6.9.4	管道的完整性评价	295	7.10.1	管道完整性管理模式经济效益评 价模型	332
第 7 章 工程设计施工技术分析与			7.10.2	经济效益评价指标及计 算方法	332
计算实例		297	7.10.3	评价方法的应用	333
7.1	管道施工的土石方及爆破设计	297	7.11	西气东输二线某穿越工程实例	335
7.1.1	管道施工的土石方计算	297	7.11.1	工程概况及施工方案	335
7.1.2	管沟爆破施工算例	302	7.11.2	管道的穿越施工	336
7.2	长输管道的工艺设计	302	附录 A		340
7.2.1	输油管道的初步设计	302	附录 B		341
7.2.2	管道的流态对计算参数的 影响	308	参考文献		342

第1章



现代油气管道的发展

管道运输具有一次性投资低、运输成本少、安全性高、利于环保等独特优势，尤其适合长距离运输易燃、易爆的石油天然气。近年来，随着世界经济的稳步增长以及世界各国对能源需求的快速发展，全球油气管道的建设步伐加快，建设规模和建设水平都有很大提高。截至2010年底，全世界油气管道干线长度已超过 $300 \times 10^4 \text{ km}$ 。其中输气管道占近60%，原油和成品油管道各占15%有余，化工和其他管道不足10%。我国的石油天然气管道工业近几十年来得到了快速发展，技术水平不断提高。高凝含蜡原油的加热输送、原油热处理及加剂综合处理工艺、天然气管道的设计和施工技术建设规模已达到或接近国际先进水平。

1.1 国内外石油管道的发展

1.1.1 世界石油管道发展趋势

1.1.1.1 石油管道的发展与现状

管道运输始于19世纪中叶，1865年美国宾夕法尼亚州建成第一条原油管道，直径50mm，全长10km，管身为螺纹连接的铸铁管。20世纪初，由于出现了钢管和焊接技术，管道运输有了进一步发展，但真正具有现代规模的长距离管道建设则始于第二次世界大战。由于战争的需要，美国政府资助建设了一条直径630mm、全长2240km的原油管道以及一条直径529mm、全长2360km的成品油管道，显示了大型管道在紧急效益方面的优越性。战后，随着石油工业的发展，一些长距离输油管道在世界各地相继建成。

加拿大的东西管道系统（Trans-Canada Gas Pipeline），西起埃德蒙顿，途经萨斯喀彻温省的里贾纳、曼尼托巴省的格雷特纳和安大略省的萨尼亚与多伦多，东至魁北克省的蒙特利尔。首尾分别在格雷特纳和萨尼亚与加拿大省际管道相连，线路长约5000km，干线总长度约12000km，直径范围300~1200mm。有中间泵站139座和机组456台（套），有计量站26座，安装各类终端21个和计量仪表272个。建大小油罐138座。该管道系统主要将生产于加拿大西部地区的各类原油、成品油、化学合成剂和液态天然气输送到美国和加拿大东部的人口稠密

工业区, 输送品种多达 65 种, 输送能力约 $1 \times 10^8 \text{ t/年}$ (见图 1-1)。

美国阿拉斯加原油管道 (Alaska Petroleum Pipeline) (见图 1-2 和图 1-3) 是世界上第一条深入北极圈的输油管道, 管道经过 700km 左右的永冻土地带, 利用输油管把石油从阿拉斯加北坡的普拉德霍湾, 纵穿整个阿拉斯加地区, 输送到终点阿拉斯加湾不冻港瓦尔迪兹。该管道 1974 年 3 月开工, 1977 年 5 月建成; 1988 年年输量达到 $1.183 \times 10^8 \text{ m}^3$, 以后逐年下降。该管道 1993 年年输量 $1.018 \times 10^8 \text{ m}^3$, 管径 1220mm, 工作压力 8.23MPa, 全长 1277km, 设计输油能力 $1 \times 10^8 \text{ t/年}$, 占美国当时全国能量消耗量的 10% 和美国国内所产原油的 18%。该管道沿线翻越 1460m 高的布鲁克斯岭、近 1100m 高的阿拉斯加山脉和近 900m 高的楚加奇山脉; 穿越主要河流 34 条, 其中最大河流为育空河, 管道吊挂在公路桥上。所经地区的冬季气温一般在 $-48 \sim -51^\circ\text{C}$ 之间, 最低气温 -57°C 。近一半的管道采用了泡沫塑料保温的架空铺设, 以防止冻土融化而产生的对管道的破坏作用。支架上的热交换器用来加强对流散热, 同时在支架上还有一热管, 从管道底部把热传送到热交换器。由于热管中氨的冰点低于永冻层的温度, 保证了管道在低温下的正常运行; 地面管道铺设成“之”字形, 为管道横向和纵向移动保留了空间。全线集中控制, 有比较完善的抗地震和管线保护措施。全线计划设置 12 座泵站, 初期只建 8 座, 每座泵站设置 $1 \times 10^4 \text{ kW}$ 燃气轮机泵机组 4 台。前 4 座泵站用天然气作为燃料 (沿管道铺设 258km 天然气管道), 在 6、8 和 10 号泵站设置简易拔顶装置生产低硫燃气轮机燃料, 依次供后面几个泵站使用。管道全线通信以微波通信为主, 卫星通信作为备用, 兼用无线通信和租用的有线通信。全线控制中心设在油港瓦尔迪兹, 采用 SCADA 系统, 备有检漏、水力模拟和训练模拟等软件系统。

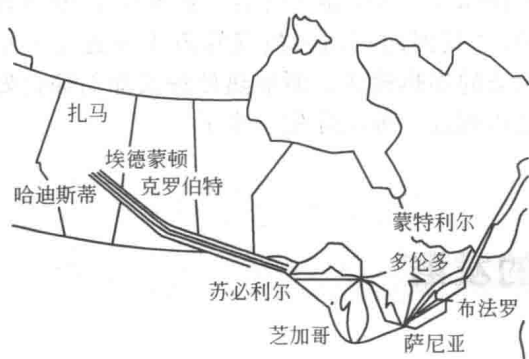


图 1-1 加拿大省际管道示意



图 1-2 美国阿拉斯加输油管道示意

阿意输气管线 (Algeria-Italy Gas Pipeline) 由阿尔及利亚到意大利, 总长 2506km, 年输气量 $125 \times 10^8 \text{ m}^3$, 建设投资 35 亿美元, 于 1983 年初全部建设投产。该管线是第一条连接非洲与欧洲的洲际输气管道, 穿越地中海, 首次创建了水深 600 米的海底管道。阿意输气管线走向见图 1-4。

前苏联的友谊输油管道 (Friendship Line) 是世界上距离最长、管径最大的原油管道之一。该石油管道建设分两期进行, 管道二期工程建成后使前苏联的石油出口规模提高一倍以上。输油管道的起点位于俄罗斯萨马拉州, 途经俄罗斯 8 个州, 最终从布良斯克州进入白俄罗斯, 输油管道主干线在白俄罗斯的莫济里市形成北部和南部支线, 北部支线经白俄罗斯延伸至波兰和德国, 南部支线经白俄罗斯、乌克兰延伸至捷克、斯洛伐克和匈牙利。此外, 该输油管道从俄罗斯布良斯克州的乌涅恰市还分出一条经过白俄罗斯通往立陶宛和拉脱维亚的支线。将俄罗斯西伯利亚的石油输往东欧和西欧国家。管道全长 5327km, 其中 3688km 在前苏联境内。管径 426~1220mm, 年输原油量超过 $1 \times 10^8 \text{ t}$, 管道工作压力 4.9~6.28MPa。管道工程规模



图 1-3 阿拉斯加原油管道



图 1-4 阿意输气管线示意

巨大，沿线穿越第聂伯河、维斯瓦河、多瑙河等大河就有 68 条，翻越海拔 1100m 的喀尔巴阡山脉和通过平斯克沼泽区。

沙特阿拉伯的东-西原油管道 (Saudi Arabia East-West Crude Oil Pipeline) 于 1969 年动工，1983 年投产。沙特阿拉伯东-西原油管道横贯沙特阿拉伯中部地区，管道全线集中控制，管径 1220mm，全长 1202km。沿线有 11 个泵站，采用 X65 钢管，工作压力 5.88MPa，输油能力 $1.37 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{年}$ 。沙特阿拉伯的石油通过这条管道从位于东部的艾卜盖格处理厂输送至红海的延布港，再在延布港装船运往地中海沿岸国家。

科洛尼尔成品油管道 (Colonial Product Pipeline) 是目前世界上典型的长距离、大管径和大输量的成品油管道系统代表之一。该管道于 1963 年投产。管道起点在美国得克萨斯州的休斯敦，终点在新泽西州的林登，开始投产时干线总长 2465km。后经多次扩建，至 1980 年底管道干线总长 4613km，支线总长 3800km。干线管道的管径有 1020mm、920mm、820mm 和 750mm 四种。支线管径有 150mm、200mm、550mm 三种。这一管道系统把美国南部墨西哥湾沿海地区许多炼油厂生产的成品油输往美国东南部和东部近 10 个州的工业地区，其中约有 50% 的输量输送到纽约港。经历年的扩建，科洛尼尔管道输油能力不断提高，1980 年全系统的输油能力 $1.4 \times 10^8 \text{ t/年}$ 。干线泵站增至 87 座，支线有泵站 63 座，总装机容量 1000MW，总的储罐容量 $428 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。整个管道系统联系着 10 个大的接油点和 280 多个交油点，输送的油品有汽油、煤油、柴油等 100 多个牌号和品级的轻质油品。输送方式采用油品顺序输送，通过电子计算机实现集中管理。

目前，世界各国尤其是生产含蜡黏性原油的大国，随着含蜡高黏原油开采量的增加以及原油开采向深海发展，各国都特别重视含蜡高黏原油输送及流动保障技术研究。挪威、法国、英国、美国等石油工业发达国家在含蜡高黏原油流变性及其机理、管道蜡沉积预测等方面达到很高水平，并将带来应用技术的新突破。

据美国能源信息署预测，到 2025 年时的世界能源消耗将增加 54%，这段时间是一个相当长的管道建设期。今后世界管道的长度将以每年约 7% 的增长率增长，其中天然气管道的建设占据了主导地位，达到 10% 的增长速度。北美洲、南美洲、亚洲、大洋洲和非洲的跨国管道建设发展势头也很强劲。未来世界将新增东北亚、东南亚、南美洲三大输气管网。

据统计，目前世界石油及天然气长输管道总长度 300 万多公里，其中大部分都在美国、前苏

联、中东地区、西欧地区。美国干线总长约 60 万多公里，其中输油干线 15 万多公里，输气干线 45 万多公里。前苏联约 30 万多公里，其中输油干线约 10 万公里，输气干线 10 万多公里。

国际上几条著名长输管道概况见表 1-1。

表 1-1 国际上几条著名长输管道概况

管道名称	建成时间	输送介质	全长 /km	管径 /mm	设计压力 /MPa	输量	管道走向
前苏联友谊管道	1973 年	原油	北线 4412 南线 5500	1220,820, 720,426	4.9~6.28	$1.0\times 10^8\text{t}/\text{年}$	起点前苏联阿尔梅季耶夫斯克,北线到波兰,南线到捷克和匈牙利
美国阿拉斯加管道	1977 年	原油	1277	1220	8.23	$1.0\times 10^8\text{t}/\text{年}$	阿拉斯加北部普拉德霍湾到该州南部瓦尔迪兹港
美国西-东海岸管道	1988 年	原油	2731	762		$4770\text{m}^3/\text{日}$	从西部圣巴巴拉到休斯敦
美国科洛尼尔成品油管道	1980 年	多种	4613	1020,920, 820,750	4.0	$1.4\times 10^8\text{t}/\text{年}$	管道起点在美国得克萨斯州的休斯敦,终点在新泽西州的林登
美、加合建阿拉斯加输气管道系统	1981 年	天然气	主干线 总长 7800	914~1420	9.8	$(204\sim 326)\times 10^8\text{m}^3/\text{年}$	主干管线起点位于美国阿拉斯加北坡的普拉德霍湾,南下穿过阿拉斯加,经加拿大育空地区和不列颠哥伦比亚省至艾伯塔省的加罗林
加拿大省际管道	1994 年	多种	主干线 5000, 总长 12000	300~1200		$1\times 10^8\text{t}/\text{年}$	西起埃德蒙顿,途经里贾纳、格雷特那、萨尼亚与多伦多,东至蒙特利尔

1.1.1.2 石油管道技术现状

从世界范围来看，长距离油气管道的总体发展趋势是大口径、高压，采用高强度、韧性及可焊性良好的管材，运行监控高度自动化。同时，对不同的输送介质有相应的发展重点。

在原油管输技术方面，针对现役管道数量逐年下降、稠油开采量的增加以及原油开采向深海发展的现状，世界各国尤其是盛产含蜡高黏原油的大国，都在大力进行高黏、易凝原油长距离管道常温输送工艺及流动保障技术的试验研究。同时，以提高管道运行安全性、节能降耗为目的的各种新技术、组合工艺的研究已成为研究热点，包括物理场处理（磁处理、振动黏降）、水输（液环、悬浮、乳化）、器输（滑箱、膜袋）、充气黏降（充饱和气增加输量）、混输和顺序输送等多种工艺的研究，有些已进入工业性试验与短距离试输阶段。国外原油管道的输送工艺正朝着多元化和新型化的方向发展，主要表现在以下几个方面。

- ① 普遍采用密闭输送工艺，出现了冷热原油顺序输送、原油或成品油顺序输送工艺。
- ② 对高凝原油采用热处理和减阻降凝工艺。
- ③ 研发环保、节能的管道设备。
- ④ 采用直接式加热炉。
- ⑤ 运用 SCADA 系统模拟管道运行和事故工况，进行泄漏、腐蚀检测，优化管道的调度管理。
- ⑥ 对现役管道进行完整性评价及管理。
- ⑦ 利用新材料提高管道的使用寿命及降低能耗。

1.1.1.3 成品油管道主要发展趋势

① 成品油管道正向着大口径、大流量、多批次方向发展，除输送成品油外，还输送其他液体烃类化合物。

② 广泛采用管道优化运行管理软件系统，合理安排各批次油品交接时间；在极短的时间内系统可自动生成调度计划，对管内油品的流动过程进行动态图表分析，远程自动控制泵和阀门的启停，实现水击的超前保护。

③ 顺序输送的混油界面检测以超声波检测法为发展趋势，美国在这方面保持着技术领先

地位。表 1-2 为目前世界成品油管道分布情况。

表 1-2 世界成品油管道分布

地区	管径/mm	长度/ 10^4 km	占世界长度的百分比/%
北美洲	168~1016	15	50
中南美洲	102~508	2.9	10
欧洲	102~813	6	20
亚洲	152~1067	4.4	13.3, 其中中国 1.4
大洋洲	102~355	0.6	1.9
非洲	51~762	1.5	4.8

1.1.1.4 成品油管道技术现状

国外成品油管道是面向消费中心和用户的多批次、多品种、多出口的商业管道,管道运行自动化管理水平较高,已实现运行参数、泄漏检测、混油浓度监测、界面跟踪和油品切割的自动控制。其技术现状主要表现在以下4个方面。

- ① 输送工艺采用密闭和顺序输送流程。
- ② 若输送性质差距较大的两种油品时，多采用隔离输送方式。
- ③ 混油界面多采用计算机进行批量跟踪。
- ④ 界面检测方法多采用特性测量法。

世界最大的成品油管道系统——美国科洛尼尔管道，由多家石油公司合股投资建设，双线干线全长 4613km，管径为 750~1020mm，共有泵站 150 座，压力为 4.0MPa，输量为 1.4×10^8 t/年，建有交油站 281 座，可输送成品油 118 种（复线输送轻质油品，原管道输送重质油品），采用光学界面仪、密度仪并辅以人工方法进行混油界面检测。

1.1.2 我国石油管道发展与现状

利用管道输送液体在我国是既古老又年轻的一种运输方式。早在公元 2 世纪,我国就有利用竹管输送水的方法,之后在四川省中部发明了用竹管输送卤水,推动了当地采盐的发展。但这些管子并非金属材料,还不能说明开始了以钢材为管道材料的管道工业。20 世纪 70 年代以来随着石油工业的发展,管道工业也随之大规模地发展起来。特别是随着塔里木、吐哈、准噶尔、柴达木、鄂尔多斯和四川盆地油气田生产速度的加快以及国外油气进口量的增加,油气管道建设进入了加快发展的高潮时期。中国已逐渐形成了跨区域的油气管网供应格局。原油管道形成了以长江三角洲、珠江三角洲、环渤海、沿长江、东北及西北地区为主的原油加工基地的布局,原油管道运输也随之迅速发展。东北、华北、华东和中南地区初步形成了东部输油管网;西北各油田内部管网相对完善,外输管道初具规模。成品油管道近年来得到较大发展,成品油管输比例逐年增加,目前已在西北、西南和珠三角地区建有骨干成品油输油管道。天然气管道随着西气东输、陕京二线、冀宁线等大型管道系统的建设得到极大发展。川渝、华北及长三角地区已形成了比较完善的区域性管网,中南地区、珠三角地区也基本形成了区域管网主体框架。中国石油企业在海外的合作区块和油气产量不断增加,海外份额油田或合作区块的外输原油管道也得到了发展。

在保证原油管道及天然气管道快速增加的同时,其他管道也在同步建设,如成品油管道、煤层气管道等各种管道。截至2010年年底,我国已建油气管道约 $9.5 \times 10^4 \text{ km}$,其中原油管道 $2.8 \times 10^4 \text{ km}$,天然气管道 $4.5 \times 10^4 \text{ km}$,成品油管道 $2.1 \times 10^4 \text{ km}$;已初步形成了北油南运、西油东进、西气东输、海气登陆的油气输送网络,对保障我国能源安全、促进我国社会发展发挥了重要作用。2010~2020年我国油气管道建设预测情况见表1-3。



表 1-3 我国油气管道建设长度年度预测 单位: km

年度	原油	成品油	天然气	煤层气	其他	小计
2010	28000	21000	45000	1400	300	95700
2011~2012	3500	2000	7800	1000	200	14500
2013~2014	3600	2000	8300	1000	200	15100
2015~2016	3700	3000	8600	1600	400	17300
2017~2018	3600	3000	8800	1600	400	17400
2019~2020	3500	3000	8600	1500	600	17200
合计	45900	34000	87100	8100	2100	177200

1.1.2.1 原油管道建设历程与现状

石油和天然气管道工业的发展是伴随着我国石油工业发展而发展起来的。20 世纪 50 年代初,首先在甘肃玉门油矿铺设了一些短距离的输油管道。1958 年我国建成的从克拉玛依油田到独子山炼油厂的第一条原油干线管道,标志着我国管道工业发展的开始。自那时起,我国油气管道运输业经历了由初始发展阶段、稳步发展阶段到如今的快速发展阶段的建设过程。我国的输油管网的建设过程如下。

① 华北、中部地区原油管道 华北地区最早修建的原油主干线是秦皇岛至北京的秦京线,为北京东方红炼油厂供应原料油。穿越铁路 14 处,公路 40 处,跨越河流和水渠 5 处。任丘至沧州原油管道,1976 年 1 月开工,4 月投产,1983 年经过改造,输油能力得到明显提高。以华北油田为源头的原油管道,还有任沧复线、任沧新线、任京线、沧临线、河石线、任保线、阿赛线。江汉原油管道有潜荆线,1970 年建成。河南原油管道有魏荆线和魏荆复线。中原油管道有濮临线、中洛线及中洛复线。

② 东北地区原油管道 东北地区管道是从建设大庆至抚顺的庆抚线开始的,这条管道从黑龙江肇源县茂兴穿越嫩江后,向南经吉林省的松源、农安、长春、公主岭、梨树、四平,进入辽宁省的昌图,经铁岭,终至炼厂较为集中的工业城市抚顺,末站设在抚顺康乐屯。庆抚线全长 596.8km,其中直径 720mm 的管线 558.6km,1970 年 9 月开工,1971 年 10 月正式输油。庆抚线建成以后,1972 年又开工建设了铁岭至秦皇岛管道,1973 年 10 月开工建设了大庆至铁岭复线,1974 年 10 月开工建设了铁岭至大连的管道。在此期间还建成了抚顺至鞍山炼厂、石油二厂至辽宁电厂、丹东至朝鲜新义州、盘锦至锦西石油五厂等短距离管道。形成了以铁岭站为枢纽,连接大庆至抚顺、大庆至秦皇岛和大庆至大连的 3 条输油大动脉,东北管网逐步形成。

③ 华东地区原油管道 华东地区主要油田为山东胜利油田,陆续建成了东营至辛店,临邑至济南两条管道,直接向齐鲁和济南的两个炼厂输油。1974 年,东营至黄岛管道建成后,原油开始从黄岛油港下海转运;1975 年后,开工修建了山东至仪征、东营至临邑的管道,建成了华东管道网,原油可从长江仪征油港水路转运。1978 年建成河北沧州至临邑、1979 年建成河南濮阳至临邑的管道,华东油田和中原油田的部分原油,也进入了华东原油管网。长江北岸的仪征输油站成为华东地区最大的原油转运基地,除供应南京炼油厂用油外,通过仪征油港转运原油至长江沿岸各炼油厂。华东原油管网是从修建临邑至南京的鲁宁线时开始筹划的。鲁宁管道地跨山东、安徽、江苏 3 省,1975 年 10 月开工,1978 年 7 月建成投产。东营至辛店管道于 1965 年元月开工,12 月完工投产。临邑至济南管线于 1973 年建成投产,穿越大型河流 3 处(黄河、徒骇河、小清河),黄河穿越采用顶管方式施工。临邑复线 1991 年建成投产。复线穿越大小河流 41 处,干线公路 7 处,铁路 3 处,黄河穿越采用冲砂沉降法施工。东营至黄岛管线于 1973 年建设,1974 年 7 月投产,1984 年对全线进行了技术改造。东黄复线 1985 年开工,1986 年 7 月投产,东黄线随即扫线停输,1998 年 8 月恢复输油(东黄线输胜利油,东黄复线改输进口油)。

④ 西北地区原油管道 1958 年 12 月建成的克拉玛依至独山子原油管道,标志着中国长输

管道建设史的起点。花格线起于青海省西州境内的花土沟油砂山，终于青海省格尔木市南郊，向格尔木炼油厂供油；1987年9月开工，1990年9月正式投产输油；1977年分两期进行改扩建，输油能力达到 $200 \times 10^4 \text{t}$ 。花格线采用的明线载波远程控制自动化系统，在国内尚属首次。花格线也是在高原地区铺设的第一条原油管道，管线最高点大乌斯山，海拔高度342m。轮库线是塔里木油田的第一条原油外输管道，原油至库尔勒后装火车外运，1991年7月开工，1992年7月竣工投产。在设计施工中采用了多项新技术，如运用卫星遥感和卫星定位技术，优化了线路走向；交互式图像、图形、语言综合传输对生产单体进行监视管理；利用太阳能和风力发电，作为阴极保护电源等。塔轮线是我国的第一条流动性沙漠管线，75%处于塔克拉玛干大沙漠中。1995年7月开工，1996年8月竣工投产，同沟敷设有输气管道和通信光缆。库尔勒至鄯善是国内首次采用了钢级为X65的钢管、高压、大站距方案，1996年6月开工，1997年6月竣工投产，设计年输能力一期 $500 \times 10^4 \text{t}$ ，二期 $1000 \times 10^4 \text{t}$ ，全线采用先进的管道自动化(PAS)系统，管道穿越河流、沟渠、铁路公路33处，定向钻穿越。马惠宁线于1978年8月开工，1979年6月投产，跨越河流、洪沟44处，穿越河流34处，铁路2处，公路41处。

1.1.2.2 成品油管道的发展与现状

我国成品油管道除格拉管道采用“旁接油罐”顺序输送工艺外，均采用密闭顺序输送工艺。随着国民经济对成品油需求的不断增长，我国从1993年起变成了石油净进口国，并且进口量逐年增加。我国的石油资源和加工企业主要集中分布在东北、西北、环渤海和中南等地区，东南沿海及中、南部地区是主要的油品消耗地区。所以，我国在东北、华东、华北、西北、西南、长三角、珠三角等区域逐渐建立起长距离成品油管道干线和区域性成品油管网。

我国最早的长距离成品油管道是1973年开工修建的格拉成品油管道，起自青海省格尔木市，终于西藏自治区拉萨市。1977年10月全部工程基本完工。管道全长1080km，年输送能力 $25 \times 10^4 \text{t}$ 。格拉线穿越长江源头楚玛尔河、沱沱河、通天河等108处河流，翻越昆仑山、唐古拉山等9座大山；有900km以上管道处于超过海拔4000m（最高处5200多米）的严寒地区，有560km铺设在常年冻土地带。冻土层厚度从几米到上百米，有冰椎、冰丘、厚层地下水及热融滑塌等特殊不良地质现象，是国内首次采用的顺序输送工艺，顺序输送汽油、柴油、航空煤油和灯用煤油成品油管线。1995年建成的抚顺石化至营口鲅鱼圈管道，全长246km。1999年建成天津滨海国际机场和北京首都国际机场的管道，全长185km。我国成品油管道运输量随着新建管道的增加而逐年增加。建成的成品油管线还有克拉玛依—乌鲁木齐、天津港—首都机场、镇海—杭州、镇海—漕泾、金山—闵行、高桥—金山、荆门—荆州、乌鲁木齐—兰州、兰州—成都—重庆、兰州—郑州—长沙、洛阳—郑州—驻马店、石家庄—太原、大港—枣庄、茂名—昆明等成品油管道干支线。20世纪90年代后我国成品油管道输送研究有了进展，开展了成品油顺序输送水力计算、批量跟踪等方面的研究及运行管理软件的开发。

1.2 国内外燃气管道技术现状及发展趋势

1.2.1 世界天然气管道技术发展

1.2.1.1 天然气管道发展过程

世界天然气管道的发展历程大致可分为三个阶段：第一阶段为发展初创期（1850~1945年），此阶段管径一般小于600mm，天然气干线管道总长达到 $13 \times 10^4 \text{km}$ ，其中美国占95%；第二阶段为快速发展期（1946~1982年），这一时期输气管道技术得到了飞速发展和提高，世界上几条著名的大型输气管道几乎都是这一时期建成的，如横贯地中海的阿意输气管道、美加

合建的阿拉斯加公路输气系统、前苏联乌连戈伊中央输气系统等,运距和管径逐渐加长加大,长输管道建设技术取得巨大进展,管道具有长运距、大口径、高输送压力等特点,管径由600mm达到1422mm,天然气干线管道长 52.56×10^4 km,管线长 83.06×10^4 km,输送压力7.5MPa;第三阶段为平稳期(1983年至今),此阶段管道系统采用了新工艺、新技术、新材料,管径 ≤ 1422 mm、管道总长 107.41×10^4 km,设计压力最高达到12MPa。

从20世纪50年代,前苏联就开始了长输天然气管道的建设,在20世纪80年代,前苏联建设了6条超大型中央输气管道系统,全长近 2×10^4 km,管径1220~1420mm,是当时世界上最大的管道工程。

阿意输气管线(Algeria-Italy)是由阿尔及利亚到意大利的天然气管线,总长2506km,管道直径1220mm,输气量 125×10^8 m³/年,建设投资为35亿美元,于1983年初全部投产,是第一条连接非洲与欧洲的洲际输气管道,也是穿越地中海国际首创水深600m的海底管道。

2005年美国天然气输送管网中共有干线管道200多条,其中跨州的干线管道107条,州内干线管道90多条,总长度超过 47.8×10^4 km。阿拉斯加天然气管道输送工程是1968年开发普拉德霍湾油田时提出的,1981年正式动工,是把美国阿拉斯加普拉德霍湾气田的天然气及加拿大艾伯塔省多余的天然气输送到北纬49°线以南的美国内陆。该工程的主干管线长约7800km,每天输送 $(5663 \sim 9060) \times 10^4$ m³天然气。其中阿拉斯加部分长1198km,管径1219mm;加拿大部分长3271km,管径分别为1420mm、1219mm、1066mm和914mm;东段部分长1798km,管径1066mm,西段部分长1467km,管径1066mm;管材大部分是X70,小部分为X65;拥有一座大型综合天然气处理厂,每天处理 5663×10^4 m³天然气;59座干线压气站,每站安装一台功率为26000~29000马力的燃气轮机驱动的离心压气机;10座丙烷冷冻天然气厂,每套装置功率为10000马力。此外,还有多座计量站、线路切断阀室、阴极保护站等;设有一个自动化调度中心,负责全线厂、站的遥控和调度;压力为6.3~9.8MPa。采用把天然气降温后输送,解决了冻胀问题;北坡地带,每隔一段在管道上安装有止裂器。

1.2.1.2 天然气管道输送技术的发展

由于天然气具有品质优良、使用方便、技术经济性突出和有利环境等优点,逐渐代替了煤炭的使用,出现了天然气增长速度超过了原油的趋势,主要表现在以下几个方面。

① 大口径、高压与超高强度管材相组合 国外干线天然气管道直径一般在1000mm以上,如前苏联通往欧洲的干线天然气管道直径为1420mm,阿意输气管道直径为1220mm。研究表明,对于运行压力为10~15MPa的陆上高压输气管道,当管道长为5000km、输量为 $(100 \sim 300) \times 10^8$ m³/年时,采用高压输气比传统方式节省运输成本20%~30%。高压输气可减小管径,通过高钢级管材的开发和应用可减小钢管壁厚,进而减轻钢管的重量,并减少焊接时间,从而降低建设成本。采用管材X100比采用管材X65和管材X70节约管道建设成本10%~12%。另外,复合材料增强管道正在开发,即在高钢级管材外部包覆一层玻璃钢或合成树脂,可进一步提高输送压力,降低建设成本;同时可增加输量,提高管道抵抗各种破坏的能力和安全性。西欧和北美地区的天然气管道压力普遍都在10MPa以上,像阿意输气管道最高出站压力达21MPa(穿越点处),挪威Statepipe管道输气压力为13.5MPa,新近建成的Alliance管道最大许用运行压力为12MPa。

② 高压富气输送技术及提高管材韧性断裂控制技术 高压富气输送是指在输送过程中采用高压使输送气体始终保持在临界点上,保证重组分不呈液态析出。采用高压富气输送能取得很大的经济效益,但富气输送时天然气的热值较高,要求管材不但能防止裂纹的启裂,而且还要具有更高的防止延性裂纹扩展的止裂韧性。高压富气输送是天然气输送技术的重大创新,其

① 1马力 ≈ 735 kW。

断裂控制是该管道的关键技术之一。与提高管材韧性、增大壁厚有关的,制管技术发展较快。国外输气管道普遍采用 X70 级管材, X80 级管材也已用于管道建设中。据有关文献介绍,采用 X80 级管材可比 X65 级管材节省建设费用 7%。目前加拿大、法国等国家的输气管道已采用了 X80 级管材。此外,日本和欧洲准备全面使用 X100 级管材。

③ 减阻及多相流混输技术 利用减阻及多相流混输技术可进一步提高管道的输送能力。国外输气管道采用内涂层后一般可提高输气量 6%~10%,最高压力下降达 20%。这种减阻剂通过注入系统,定期地按一定浓度将减阻剂注入到管道中,减阻剂可在管道的内表面形成一种光滑的保护膜,能够显著降低输送摩阻,同时还有一定的防腐作用。在多相流研究方面,虽然这项技术已有几十年的研究历史;许多发达国家相继投入了大量资金和人力,但仍然还有许多方法及手段有待利用和开发,目前在多相流领域的应用基础与应用技术研究方面取得了不少成果。近年来,英国、美国、法国及挪威等国家相继建成了不同规模的试验环道,采用多种先进测量仪表和计算机数据采集系统,在大量高质量的试验数据基础上进行多相流研究;开发的多相流商业软件可以进行多相流稳态和瞬态流动模拟及多方面的计算分析。

④ 天然气水合物 (NGH) 储运技术 世界上天然气水合物所含天然气的总资源量约为 $(0.018 \sim 0.021) \times 10^8 \text{ m}^3$,能源总量相当于全世界目前已知煤炭、石油和天然气能源总储量的两倍,被认为是 21 世纪最理想、最具商业开发前景的新能源之一。天然气水合物潜在的战略意义和经济效益,已为世界许多国家所重视,世界范围内正在兴起从海底开发天然气水合物新能源的热潮。目前,世界上还没有高效开发天然气水合物的技术,但许多国家已制定了勘探和开发天然气水合物的计划。美国 1998 年将天然气水合物作为国家发展的战略能源列入长远计划,并准备在近年试开采。日本、加拿大、印度等国家都相继制定了天然气水合物的研究计划。

⑤ 调峰及提高压缩机组功率技术 为保证可靠、安全、连续地向用户供气,发达国家都采用金属储气罐和地下储气库进行调峰供气。目前,西方国家季节性调峰主要采用孔隙型和盐穴型地下储气库,而日调峰和周调峰等短期调峰则多利用管道末端储气及地下管束储气来实现。干线输气管道压缩机组普遍采用了大功率机组。采用燃气轮机回热循环及联合循环系统有很好的节能效果,每台燃气轮机的综合热效率明显上升。采用压缩机的机械干密封、磁性轴承和故障诊断等新技术,不仅可以延长轴承的使用寿命,取消润滑油系统,降低压缩机的运行成本,而且还可以从根本上提高机组的可靠性和完整性。

⑥ 采用先进的管理控制系统 普遍采用计算机为基础的 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) 系统,对管道的运行全过程进行全方位动态监视、控制、模拟、分析、预测、计划调度和优化处理。管道在线仿真系统的应用可有效地提高管道运行的安全性和经济性。管道计算机应用系统主要包括管道测绘及地理信息系统、管道操作优化管理模型和天然气运销集成控制系统。美国、挪威、丹麦等国家的管道普遍使用 GIS 技术。目前,该技术已实现地理信息、数据采集、传输、储存和作图统一作业,可为管道的勘测、设计、施工、投产运行、管理监测、防腐等各阶段提供资料。仿真技术在长输管道上的应用不仅优化了管道的设计、运行管理,而且为管输企业带来了巨大的经济效益。管道仿真系统主要有用于油气管道的优化设计、方案优选系统,用于运行操作人员的培训系统及管道的在线运营管理系统。

1.2.2 我国燃气管道技术现状

随着我国天然气勘探开发规模的发展,燃气管道建设也得到了全面发展,尤其是加快了由资源丰富地区如新疆、四川、鄂尔多斯等输往环渤海、长三角等经济发达地区的天然气,由柴达木等临近气田输往“少、边”地区的天然气管道的建成。前者加快了国家整体能源经济的发展速度,使全国能源的生产与消费布局更加经济合理,后者有利于和谐社会的建设,促进了当地经济建设,保护和优化了当地的生态环境,总体上对保证国民经济的可持续发展起着重要的作用。目前,我国已建成的天然气管道总体已形成了以西气东输、就近外供、海气登陆的基本

发展框架,建成了以川气东送、陕京线系统、忠武线等管道为骨干,兰银线、淮武线、冀宁线为联络线的国家级天然气管网,将四川、长庆、塔里木和青海四大气区以及中亚地区天然气与国内主要消费市场连接起来。我国 2006~2010 年各年已建成的天然气管道总长度见表 1-4。

表 1-4 已建成的天然气管道

年份	长度/ 10^4 km	年份	长度/ 10^4 km
2006	2.0	2009	3.6
2007	3.1	2010	4.5
2008	3.5		

1.2.2.1 我国燃气管道发展过程

截至 2010 年底,国内已建成的天然气管道长度达 4.5×10^4 km。到 2015 年,国内油气管道总长度预计达到 14×10^4 km 左右,其中约一半为天然气管道。近年来大口径管道建设日益受到重视,西气东输一期工程干线为 1100mm,二期乃至三期等将使用口径 1200mm 管道。目前干线主要包括新沪线(西气东输)、陕京 1 线和 2 线、忠(县)武(汉)线、涩宁兰线、冀宁线、淮武线。琼崖 13-1 香港输气管道是我国首条海底长距离输气管道,已安全运行 10 余年。川渝、华北、长江三角洲区域性网络初具规模,中南、珠江三角洲区域性网络即将形成。2008 年以来,相继建设了格尔木拉萨管道(与现有成品油管道近距离铺设)、新疆上海线(西气东输 2 线)、环京津线、四川上海(西气东输)2 线、郑州-武汉-长沙-广州-深圳-南海线及缅甸-云南线等。已经或即将开工建设的天然气管道线有忠(县)武(汉)2 线、陕京 3 线、新疆上海(西气东输)3 线、东部沿海港口液化天然气卸船二次接驳管道网等。

靖边至北京的陕京线是早期西气东输的骨干工程,是国内第一条长距离、大口径和高度自动化的输气管道。1996 年 3 月开工,1997 年 9 月建成,全长 918.42km,设计压力 6.4MPa,年输气能力不加压 13.2×10^8 m³。投产后二期加压站(榆林压气站)于 1999 年 11 月建成,年输气能力达到 22×10^8 m³。三期加压站(黄河西及应县加压站)于 2000 年 11 月建成,年输气能力达到 33×10^8 m³。

陕京干线起自陕西省靖边县长庆气田天然气净化厂首站,终于北京石景山区衙门口末站,途经陕西、山西、河北、北京,并穿过 3 条地震带,翻越吕梁山、恒山、太行山 3 座山脉,穿越黄河、永定河等 5 条大河。全线穿越河流 230 处、铁路 21 处、大型公路 131 处。为了适应调峰需要,2000 年 1 月建成大张坨地下储气库和 118.5km 配套管线工程,调峰能力为 500×10^4 m³/日,年有效调峰量 6×10^8 m³。

鄯乌线(鄯善至乌鲁木齐)1995 年 9 月开工,1997 年 3 月正式供气,全长 301.6km,穿越河流 6 处、铁路 6 处、公路 79 处。鄯乌线是国内自动化程度较高的输气管道。首次采用环氧粉末喷涂防腐。国内首次采用同沟敷设通信光缆,长度 310.78km。首次按照国际惯例的工程总承包方式,即采用从初步设计、施工图设计、施工、试运、验收及投运一年的全过程监理和第三方质量监督制。

塔中至轮南(塔轮线)1995 年 7 月开工,1996 年 8 月竣工,全长 302.15km。塔轮线也是中国第一条沙漠气线,与塔轮输油管线和通信光缆同沟敷设。

中沧线(河南濮阳至沧州)1985 年 4 月 1 日开工,1986 年 4 月 28 日完工。全长 361.89km,设计压力 5.1MPa,年输气能力 6×10^8 m³;管道穿越铁路 4 处、公路 38 处、河流 92 处。首站装有引进的 T4500 型燃气轮机及两台离心式压缩机和配套的附属设备,是国内输气管道第一次采用压气设备。

1.2.2.2 煤层气管道

到 2015 年,我国煤层气管道将以平均每年铺设管道约 1000km 的速度增长,形成沁水盆地、淮北盆地、鄂尔多斯盆地等区域性煤层气管道网,共计将达到 4000km。其口径多为 400~700mm,较天然气干线管道口径小,适合于小型区域性管网连接。