

油气管道技术丛书

油气管道 抢修维修技术

夏于飞 主 编

焦光伟 卜文平 副主编



中国科学技术出版社

中国石化出版社有限公司

油气管道 运维保障技术

张明华 王 强

中国石化出版社有限公司



中国石化出版社有限公司

油气管道

油气管道抢维修技术

夏于飞 主 编
焦光伟 卜文平 副主编

中国科学技术出版社

· 北 京 ·

图书在版编目 (CIP) 数据

油气管道抢维修技术/夏于飞主编. —北京:
中国科学技术出版社, 2010.9
ISBN 978-7-5046-5704-6

I. ①油 … II. ①夏 … III. ①石油管道-维修
②天然气管道-维修 IV. ①TE973.8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 177774 号

本社图书贴有防伪标志, 未贴为盗版

责任编辑 郭 璟
封面设计 高 博
责任校对 孟华英
责任印制 张建农

中国科学技术出版社出版
北京市海淀区中关村南大街 16 号 邮政编码: 100081
电话: 010-62173865 传真: 010-62179148
<http://www.kjpbooks.com.cn>
科学普及出版社发行部发行
北京永峥印刷有限责任公司印刷

*

开本: 787 毫米×1092 毫米 1/16 印张: 16.75 字数: 470 千字
2010 年 9 月第 1 版 2010 年 9 月第 1 次印刷
印数: 1—2400 定价: 36.00 元
ISBN 978-7-5046-5704-6/TE·24

(凡购买本社的图书, 如有缺页、倒页、
脱页者, 本社发行部负责调换)

前 言

本书主要介绍油气管道线路工程（不包括油气库和站场）抢维修理论与技术。可作为抢维修技术人员培训教材，也可供油气管道相关技术管理人员培训和学习参考。

本书根据西南成品油管道的实际情况，在总结中国石化股份有限公司下达的“油气管道抢险救援关键技术与实践研究”、“西南成品油管道工程水土保持综合防治技术实践与研究”等相关科研项目成果，吸收和借鉴近年来国内外油气管道抢维修理论与技术的新技术、新经验，参考相关技术资料及文献的基础上编写而成。

全书共分为十一章，包括概论、抢维修技术基础、输油管道事故抢维修、天然气管道抢维修特点、穿（跨）越段油气管道抢修、山区特殊地段油气管道抢修、油品泄漏的回收处理与环境修复、油气管道水工保护、油气管道抢维修装备、应急救援预案、抢维修施工 HSE 等内容。

本书在编写过程中得到了中国石化销售华南分公司、中国人民解放军后勤工程学院等多家单位和同行的热情支持与帮助，在此一并表示感谢。由于编者水平所限，遗漏、错误之处难免，恳请读者批评指正。

编 者

2010 年 4 月

CONTENTS

目 录

第1章 概 论	(1)
第一节 油气管道的分类及组成	(1)
第二节 油气管道的特点	(6)
第三节 管道线路工程基础	(10)
第2章 抢维修技术基础	(15)
第一节 管道事故类型与抢维修特点	(15)
第二节 应急抢维修的原则与任务	(17)
第三节 抢维修设备基本功能与要求	(18)
第四节 油气管道腐蚀控制	(19)
第3章 输油管道事故抢维修	(26)
第一节 原油及成品油的组成与物性	(26)
第二节 输送易凝原油管道的凝管事故与预防措施	(31)
第三节 汽油介质的特殊危险性 & 事故类型	(33)
第四节 汽油介质泄漏、扩散、着火与爆炸特性	(44)
第五节 汽油介质输送抢维修特点与工艺	(54)
第4章 天然气管道抢维修特点	(59)
第一节 天然气的组成与性质	(59)
第二节 输气管道事故分析	(61)
第三节 输气管道运行安全管理	(66)
第四节 输气管道抢维修特点	(70)
第5章 穿(跨)越段油气管道抢修	(73)
第一节 河流穿越管道破坏因素和破坏形式	(73)
第二节 河流小型穿越管道抢修	(74)
第三节 河流大、中型穿越管道抢修	(77)
第四节 公路、铁路穿越油气管道抢修	(84)
第五节 跨越段油气管道抢修	(88)
第六节 承插式快装输油管道旁接穿(跨)越技术	(91)
第6章 山区等特殊地段油气管道抢修	(98)
第一节 山区管道事故类型及抢修程序	(98)
第二节 山地缓坡段布管方法	(100)
第三节 山地陡坡段布管方法	(102)

第四节	人为破坏泄漏事故的抢修	(103)
第五节	山地森林或油品火灾对埋地油气管道的影响	(105)
第六节	山地森林或油品火灾对埋地光缆的影响	(109)
第七节	管道通讯光缆抢维修	(110)
第7章	油品泄漏的回收处理与环境修复	(114)
第一节	油品泄漏扩散规律	(114)
第二节	外泄油品的回收处理	(125)
第三节	油品污染的环境修复	(133)
第8章	油气管道水工保护	(141)
第一节	概述	(141)
第二节	支挡防护	(145)
第三节	冲刷防护	(149)
第四节	坡面防护	(157)
第五节	水保与地灾防治的结合	(161)
第六节	西南成品油管道工程水土保持治理典型图片	(162)
第9章	油气管道抢维修装备	(167)
第一节	管沟开挖支护技术与设备	(167)
第二节	管道抢修设备	(177)
第三节	泄漏油品回收处理设备	(197)
第四节	抢修辅助设备及野营装具	(207)
第五节	消防及个人防护装具	(213)
第六节	检测仪表	(219)
第七节	指挥通信设备	(223)
第八节	抢维修装备运载工具	(229)
第10章	应急救援预案	(238)
第一节	概述	(238)
第二节	油气管道应急救援预案的拟制	(241)
第三节	应急预案的培训与演练	(244)
第11章	抢维修施工 HSE	(249)
第一节	概述	(249)
第二节	HSE “两书一表”的编制	(252)
第三节	油气管道抢修的 HSE 管理	(256)
参考文献		(260)

第 1 章

概 论

本书主要介绍油气长输管道线路工程（不包括油气库和站场）抢维修理论与技术。

本章主要介绍油气管道分类和组成、油气管道的特点以及管道线路工程基础三部分内容。

第一节 油气管道的分类及组成

一、油气管道分类

管道运输是石油及天然气最主要的运输方式，与铁路、公路、水运相比，具有运输量大、密闭安全、便于管理、易于实现远程集中监控等优点，在全世界得到了广泛应用并迅速发展。由于天然气密度小、体积大，陆上运输时管道是最佳的运输方式。

按管输的介质不同，油气管道可分为输油管道、输气管道、油气混输管道等。输油管道又可分为原油管道与成品油管道两类。

按输送距离和经营方式不同，油气管道可分为两大类：一种是输送距离较短，属于企业内部经营的管道；另一种是长距离输送油气的，独立经营的长输管道。

按照《压力管道安全管理与监察规定》对长输管道的分类分级方法，长输管道被列为GA类，分为GA1和GA2两个级别，具体划分如下。

符合下列条件之一的长输管道为GA1级：

- (1) 输送有毒、可燃、易爆气体介质，设计压力 $P > 1.6 \text{ MPa}$ 的管道。
- (2) 输送有毒、可燃、易爆液体介质，输送距离（指产地、储存库、用户间的用于输送商品介质管道的直接距离） $\geq 200 \text{ km}$ 且管道公称直径 $DN \geq 300 \text{ mm}$ 的管道。
- (3) 输送浆体介质，输送距离 $\geq 50 \text{ km}$ 且管道公称直径 $DN \geq 150 \text{ mm}$ 的管道。

符合下列条件之一的长输管道为GA2级：

- (1) 输送有毒、可燃、易爆气体介质，设计压力 $P \leq 1.6 \text{ MPa}$ 的管道。
- (2) GA1 (2) 范围以外的管道。
- (3) GA1 (3) 范围以外的管道。

输气管道可分为油气田内部的输气管道、干线输气管道及城市输配气管道，通常称矿场天然气集输管线、长距离输气管道和城市输配气管网。天然气从气井开采出来后，通过

矿场集输—净化处理—长输管道—城市输配气管网，供用户使用。

干线输气管道是连接净化处理厂与城市门站之间的输气管道，把经过净化处理后的天然气送到城市，它输送距离长（从几百千米至几千千米）、管径大（一般在 400mm 以上）、压力高（4~10MPa），是陆上天然气远距离运输的主要工具。

城市输配气管道是天然气的分配管网，它遍布整个城市和近郊，一般总是成环形布置，且根据压力高低区分为高、中、低压管网。天然气从高压管网经过调压装置降低压力后，方可输入到低压力等级的管道内。

二、输油管道的组成

输油管道按照所输油品种类的不同可分为原油管道和成品油管道两种。油田、炼油厂和油库（非长输管道输送站油库）等企业内部输油管道以及油田到附近炼油厂、港口，炼油厂到附近油库、港口等输油管道，长度一般较短，属于企业内部管理的管道，都不属于长输管道的范畴。从油田通向距离较远的炼油厂、港口、火车装油站的原油管道以及从炼油厂到距离较远的油库、港口、火车装油站的成品油管道具有距离长、管径大的特点，并且具备各种配套辅助设施。这种管道都有独立的经营管理系统，属于长距离输油管道。

输送成品油和低凝点、低黏度原油，一般采用常温输送；而输送高凝点、高黏度和高含蜡原油，则需要采用加热输送。不论有无加热设备，输油管道系统的总流程是一致的，均由油田（或炼油厂）集输管道（网）、干线输油管道（网）、炼油（或配送）系统以及与此相关的输油站、场等组成。输油管道系统的总流程详见图 1-1。

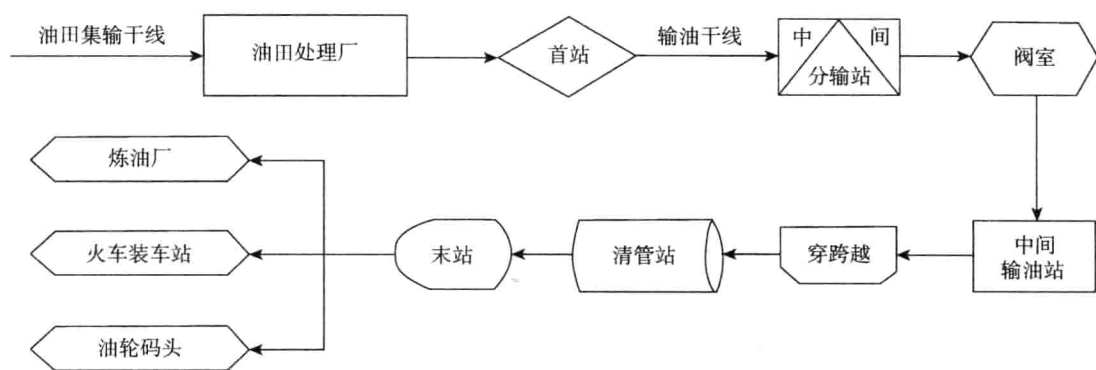


图 1-1 输油管道系统总流程

1. 输油站

输油站包括首站、中间站和末站。首站位于管道的起点，其功能是接收原油（加热）或成品油，并经计量后向下一站输送，站内主要有输油泵房（棚）、油罐区、计量系统等，如果原油需要加热输送，还应设置加热设备；中间站位于管道的中间，是将原油（加热）或成品油加压以便继续向下一站输送，站内主要有输油泵房（棚）、加热设备（如果为加热输送）和油罐等；末站位于管道的终点，是接受管道来油，并输向炼油厂，或向铁路、水路、公路转运，站内主要有油罐区和计量系统等，输送高凝固点原油的管道，末站还设有反输泵房和加热设备，以备反输。

选择输油站时,首、末站以管道的起、终点位置作为主要依据,中间站则以水力、热力计算的站间距作为主要依据。确定站址时,还必须同时考虑当地的地形、地质、交通、水源及社会环境等因素。

输油站的总平面布置是指根据站址的地形和周围环境条件,结合工艺流程,对站内建(构)筑物做合理的平面与立面定位或布置。总平面布置与输油生产的安全、方便及建设投资的关系十分密切。因此,在输油管道设计中,输油站总平面设计占有相当重要的地位。

输油站一般包括生产区和生活区两部分。生产区又可分为主要作业区和辅助作业区。主要作业区的设备或设施包括输油泵房(棚)或输油泵区、储罐区、阀组区、计量区、清管设施、加热系统(加热炉或换热器组等)、油品预处理装置(多设于首站)等;辅助作业区包括供电系统、供热系统、供水系统、消防系统、排污与净化系统、材料库、机修间、调度及监控中心、油品化验室与通讯系统等。

输油泵房(棚)或输油泵区:输油泵房(棚)是输油站中提供输油动力的关键部分,内设输油泵机组及辅助系统。输油泵机组可以安装在泵房或泵棚内。现代化的泵机组能适应温度变化和风雨、沙尘等不利的自然条件,有较高的自动控制水平,可以露天设置。

储罐区:首、末站储罐区储量较大,用以调节输量和转运量,且按油品性质分区存放。中间站一般不设储罐或只设单罐,用于缓冲(旁接输送)或泄放(密闭输送)。

阀组区:由各种自控或手动阀门和管道组成,是控制工艺流程的枢纽。输油管道系统中主要使用的阀门有截断阀、调压阀和安全阀等。随着国内阀门质量的改善或采用国外高性能优质阀门,阀组已逐渐实现了自控操作,并由室内式改为棚式或露天式。

计量区:计量设施一般设于首、末站。首站的计量设施用于计量油田或炼油厂所交油量,作为核算交接油量的依据;末站计量设施作为向用户发油的依据。目前,国内不仅在管道首、末站设有计量设施,港口转运往往也设有计量设施。计量设施都采用室内或棚式布置。

清管设备:清管站通常和其他站、场合建,清管的目的是定期清除管道中的杂物,如水、机械杂质和铁锈等。清管设备包括清管器发放筒、接收筒、清管器、清管器探测器及指示通过器和相应的阀门。首站设有发放筒,末站设有接收筒,中间站则兼有接收筒和发放筒,但有的中间站可不设置清管设施,清管器可直接通过(越站)。清管设施都采用露天设置。

加热系统:加热输送管道的加热方式有直接加热和间接加热两种。加热系统一般使用加热炉,但间接加热系统除加热炉外,还有换热器和其他辅助设施。对于站内输油管道的伴热,一般采用热水或蒸汽伴热管,热源由加热炉(直接加热式)、热水炉或蒸汽锅炉供给。

油品预处理装置:油品预处理装置主要用于高凝、高黏、高蜡原油添加化学添加剂(降凝剂、流动改进剂、蜡晶抑制剂)、热处理、用轻烃馏分稀释原油、用水作成乳化液或形成水环等处理,使之改性以便于输送。

自动控制系统:先进的输油管道系统均设有全线集中监控的控制中心,各输送泵站设有站控制室,站控制室与控制中心采用广域网连接,实行数据的自动传输和通信。控制系统设施包括远程终端、可编程序控制器、监控仪器仪表和先进的系统控制软件等。

通信系统:管道采用的通信方式通常有明线载波、微波和卫星通信等。通信系统的机

房设在站内，微波、卫星通信的塔台设在机房附近。通信系统除满足通话需要外，还承担传输集中控制系统的控制信号和采集数据的任务。

消防系统：包括消防水池或水罐、消防水泵、灭火车、灭火器等灭火设施及火灾、可燃气体浓度探测器、报警系统等。

供电系统：包括变电所、开关场、配电间及输电线路。变电所将高压输电线路送来的高压电源的电压降为电动机和照明等电气设施使用的几种较低电压，供站内使用。如果泵站输油机组不使用电动机，一般不设变电所或仅设小型照明用变电所。

供热、供水及排水系统：这些系统包括锅炉房、水源井、水塔、污水收集与处理设施以及各种相应的管道。

办公区：输油站设有办公室用于生产、管理人员办公。一般首站、末站人员较多，中间站人员较少。对于高度自动化的管道，中间站无人值守，可不设办公室。

生活区：指供输油站工作人员及家属居住的区域。新建管道时，一般采取在条件较好的地区集中建设家属生活区，而输油站内一般只设单身宿舍。

2. 干线输油管道

干线输油管道（即管线）包括管道、线路截断阀室、管道阴极保护设施、管线标志及线路辅助设施等。

管道：是用于输送油品的设备，一般采用螺旋缝或直缝低合金钢管焊接而成，管道内外表面涂有防腐蚀层，除站（库）内管道沿地、架空敷设外，一般采用埋地敷设。

线路截断阀室：是为了及时进行抢修、检修而设的。一般根据线路所在地区类别，每隔一定距离及在江河、湖泊、公路、铁路等穿越处两侧设置线路截断阀室。

管道阴极保护设施：为防止管道的腐蚀，对管线进行保护，每隔一定距离在管线上设置强制电流阴极保护装置，对于穿跨越处则在管道上悬挂镁或锌阳极的牺牲阳极阴极保护装置。为防止阴极保护系统电流的流失及对其他管道、建（构）筑物造成干扰，在站（场）干线管道进出站口处及各阀室放空管上设置有绝缘装置及绝缘装置电池保护器。

管线标志：敷设好的线路均设置有线路里程桩、转角桩、阴极保护桩、测试桩、穿跨越警示牌，用于管线的状态标志、警示和保护电流测试等。

线路辅助设施：为了保证输油管道的正常运行，线路还设有供电、消防、通讯等设施。

三、输气管道的组成

天然气气田或气体处理场距离用气的中心城市和工业企业较远，因此，需要通过长输管道或其他途径将商品天然气安全、平稳、源源不断地输送给用户。一般而言，陆上及近海天然气的输送都采用管道方式；而对于跨洋长距离天然气的输送，当铺设管道难于实施时多采用液化天然气（LNG）方式。

天然气输气管道系统的总流程见图1-2，主要由矿场集气管道（网）、干线输气管道（网）、城市配气管道（网）以及与此相关的输（压）气站、场等组成。这些设备、装置从气田的井口开始，经矿场集气、净化及干线输送，再经配气网送到用户，形成统一的、密闭的输气系统。另外，与输气管道系统同步建设的还有电力系统、消防系统、自动控制系统等。

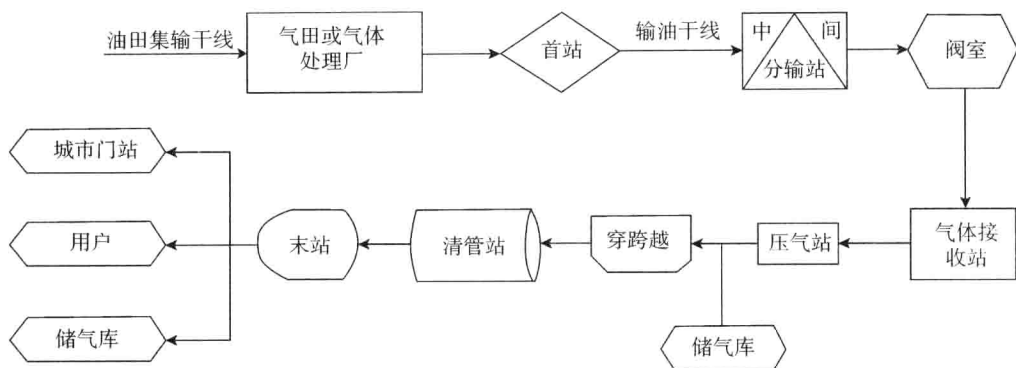


图 1-2 输气管道系统总流程

一般而言，从各个矿场到气田或气体处理场的管道比较分散，距离较短，并由企业内部统一管理。因此，不属于长输管道的范畴。而由气田或气体处理场向长距离的城市储配站或供气用户输送的管道距离长、管径大，具有独立的经营管理系统，属长输管道范畴。

1. 矿场集气设备

集气过程从井口开始，经分离、计量、调压净化和集中等一系列过程，到向干线输送为止。集气设备包括井场、集气管网、集气站、天然气处理厂、外输总站等。

一般气田的集气有单井集气和多井集气两种流程。采用单井集气流程时，每一口井场除采气树外，还有一套独立完整的节流、调压、分离、计量等工艺设施和仪表设备。多井集气方式下，井场只有采气树，气体经初步减压后送到集气站，集气站对气体进行节流、调压、分离、计量和预处理，再将气体通过集气管网集中于总站，外输至净化厂或干线。多井集气处理的气体质量好，劳动生产率高，易于实现管理自动化，多用于气田大规模开发阶段。

2. 输气站

输气站又称压气站，包括首站、中间站（包括中间气体分输站和中间压气站）和末站。站址选择及各站总平面布置原则与输油站相同。首站主要是对进入站内的气体进行加压后输送至输气干线，同时对进入站内的气体质量进行检测、控制、计量，有时还兼有分离、调压、清管球发送功能。中间气体分输站的功能与首站差不多，主要是给沿线城镇、用户供气或接收其他支线与气源来气；中间压气站是为了提高输气压力而设的中间接力站，主要由动力设备和辅助系统组成。末站通常和城市门站合建，除具有一般站场的分离、调压和计量功能外，还要给各类用户配气。

输（压）气站一般由主气路系统和辅助系统组成。主气路系统包括压缩机组、除尘设备、储气库、阀组区（含循环阀组、截断阀组和调压阀等设备）、计量区、空气冷却器等设备和管道连接而成；辅助系统包括各自独立的密封油系统、润滑油系统、燃料气系统、启动气系统以及保护输（压）气站安全正常运行的仪表控制系统和消防系统。

除计量区、阀组区、清管设备、自动控制系统、通信系统、供电系统、消防系统、办公区和生活区有关内容与输油站基本相同外，以下内容有所不同。

压缩机组：是输（压）气站中提供输（压）气动力的关键部分，包括输（压）气机组及辅助系统。输（压）气机组一般都安装在压缩机房内，不能在露天使用。但现代化的机组能适应温度变化和风雨、沙尘等不利的自然条件，有较高自动控制水平，可以露天

设置。

除尘设备：包括各种形式的分离器和过滤器，用于除去气体中的固体微粒和液滴。除尘设备都采用露天布置。

储气库：一般设于管道沿线或终点，用于解决管道均衡输气和气体消费的昼夜及季节不均衡问题。

空气冷却器：输气管道系统主要采用换热器形式的空气冷却器，用于压缩机系统的冷却。

3. 干线输气管道

干线是指从矿场附近的输气首站到终点配气站为止的管线，主要包括管道、线路截断阀室、管道阴极保护设施、管线标志及辅助设施等。其内容与输油站相关内容基本一致。

4. 城市配气站

城市配气是指从配气站（即干线终点）开始，通过各级配气管网和气体调压，按用户要求直接向用户供气的过程。配气站是干线的终点，也是城市配气的起点与枢纽。气体在配气站内经分离、调压、计量和添味后输入城市配气管网。城市配气管网形式可分树枝形和环形两类，按压力则可分高压、次高压、中压和低压四级。由于不同级别的管网上管道等设施的强度不同，上一级压力的管网必须经调压后才能输向下一级管网。城市一般均设有储气库，用于调节输气量。

第二节 油气管道的特点

一、原油管道的特点

1. 输量大、运距长、分输点少

在油气资源丰富、原油供应有保证的前提下，采用大口径、高压力管道可以降低输油的成本。我国大庆油田至铁岭的庆铁线（复线）及铁岭大连、铁岭秦皇岛的原油管道，管径均为 720mm，是目前国内口径最大的，总长 2 181km，年输量 4×10^7 t/a。鄯善至兰州的西部原油管道，干线长 1 550km，管径 813mm，加上三条进油支线总长约 2 340km，设计输量 2×10^7 t/a。苏联至东欧的“友谊”原油管道，两条长度分别为 5 500km，4 412km，管径分别为 1 020mm，1 220mm。美国阿拉斯加原油管道是世界上第一条进入北极地区的输油管道，管径 1 220mm，长 1 287km，年输量 1×10^8 t/a，最大工作压力 8.2MPa。沙特阿拉伯东西原油管道穿过浩瀚的沙漠，是目前世界上口径最大的原油管道，管径 1 220mm，1 420mm，长度 1 202km，年输量 1.3×10^8 t/a。

2. 输油管道随着管径不同，有不同的经济输量范围，即输油成本最低的输量范围

过高或过低的输量均会使其输油成本上升。表 1-1 为原苏联的长输管道设计中，不同直径管道的工作压力及经济输量范围。长距离输油管道设计输量一般在经济输量范围附近，以期获得显著的经济效益。在役原油管道的实际输量将主要决定于油源和市场的供求关系。只有在管道规划建设的前期工作中，认真落实和正确评估油源及市场形势，确定是否建管道及建多大管径，运行中长时期内保持在设计的合理的输量范围，输油管道才能获

得良好经济效益。这就要求在管道规划及可行性研究阶段要对油田生产能力、原油性质、市场需求等进行深入调研，在此基础上对管道输量、管径、线路、输送工艺、设备及投资、输油成本等进行技术经济比较和方案比选，从而确定保证管道安全经济运行的最佳方案。

3. 我国各大油田所产原油多为高黏易凝原油，高凝点、高黏度给管输带来困难

我国的大庆、胜利、辽河、中原等油田的原油主要是含蜡原油，凝点较高。如大庆原油凝点 33℃，胜利混合原油凝点 28℃。高黏重质的原油通常称为稠油。稠油的凝点不高，特点是密度大、黏度高，如渤海埕北稠油 50℃ 的黏度 594MPa·s，辽河高升稠油达 2 300MPa·s。我国东部的高黏易凝原油管道设计，为了防凝及降低黏度，都采用加热输送工艺。由于油田产量递减等原因，当管道输量大大低于设计输量时，油流的沿程温度降低的幅度增加，使管内油温接近或低于原油凝点，这将威胁到加热输送管道的安全经济运行。若管道在较低流速及较低温度运行时，可能进入管流的不稳定工况区，这些工况将导致原油管道发生初凝停流事故。

表 1-1 不同直径输油管道的工作压力及经济输量范围

成品油管道			原油管道		
管径 (mm)	压力 (10 ⁵ Pa)	输量 [10 ⁶ / (t·a)]	管径 (mm)	压力 (10 ⁵ Pa)	输量 [10 ⁶ / (t·a)]
219	88 ~ 98	0.7 ~ 0.9	529	53 ~ 64	6 ~ 8
273	73 ~ 83	1.3 ~ 1.6	630	51 ~ 61	10 ~ 12
325	65 ~ 73	1.8 ~ 2.3	720	49 ~ 59	14 ~ 18
377	54 ~ 64	2.5 ~ 3.2	820	47 ~ 57	22 ~ 26
426	54 ~ 64	3.5 ~ 4.8	920	45 ~ 55	32 ~ 36
529	54 ~ 64	6.5 ~ 8.5	1 020	45 ~ 55	42 ~ 50
			1 220	43 ~ 53	70 ~ 78

4. 高黏易凝原油的管输工艺方法应根据原油物性特点和管道条件来选择

高黏易凝原油的管输工艺方法有很多种，除了采用最多的加热输送外，还有加降凝剂输送、加减阻剂输送、热处理输送、稀释输送及掺水降黏输送等方法。各种方法均有其特点及适用范围，需要针对具体的管输条件及原油物性进行实验研究，才能得出安全、经济的输送工艺方案。

二、成品油管道的特点

同样是长距离输油管道，成品油管道与原油管道有共同之处，也有不同特点。共同特点如：成品油管道每种管径有它一定的经济输量范围，由于成品油管道输送的油品一般黏度较低且为减少混输量，输送流速较高，故相同管径下它的经济输量比原油管道的要大一些。一条成品油管道要输送多种油品，直接供应市场，因此它又有许多不同于原油管道的特点。

1. 成品油管道所输介质进入油库后可直接销售给用户使用，直接为市场服务，故必须是合格的商品油，其运行管理要比原油管道更为严格

采用顺序输送工艺输油，即在一条管道中按一定的顺序输送多种油品。由于两种油品相邻处会互相混掺，形成混油。混油不符合商品油规定的指标，不能直接销售，从而造成混油经济损失。为了减少混油损失，管道运营中要按油品的相对密度、黏度、牌号相近的相邻顺序排列输油。除了有严格排序外，还有管输最小批量与最大批量的限制、最低流速的限制。在末站要设混油罐，接收和处理混油。在设计及运行中也要采取相应的措施防止混油损失增大。

2. 输送油品的品种多，变化大

成品油管道可能是由几座炼油厂供应油品，种类繁多、品牌多、变化大，从成品油中最轻质的丙烷，直到重质的燃料油，都可以在同一管道中顺序运行。国外不同石油公司生产的同一种油品，例如都是 95 号无铅汽油，但各公司并不同意混合输送，其目的在于保持各公司的油品特色，尤其在油品市场竞争激烈的条件下更可能如此。这给成品油管道运输管理带来极大的难度。即使低级产品如重质燃料油，若将两个石油公司的批次混为一批输送，亦需两个公司的同意。科洛尼尔成品油管道所承运的油品有 118 种，就包括了这些因素在内。这些特点使成品油管道的输油计划编制、生产运行工况等都比原油管道更为复杂、多变。

3. 混油界面跟踪是成品油管道特有的需要

由于两种油品相邻处会形成混油，管内混油段的长度与管径、流速、运行的距离以及管道沿线的地形变化情况、站场内阀门、管件的类型、数量等多种因素有关。在管输过程中混油段的长度逐渐增长。如果忽略了混油段界面的跟踪，将不合格的混油当做合格的成品油给了分输站，将是很大的事故，因此必须严密地跟踪、监视混油界面所在位置。在编制运行程序前，就应预测好某一批量油品应于某日某时几分到某分输站卸油，在下达运行程序时，提前通知各站准备届时接收来油。按科洛尼尔管道的要求，油品运行位置的精度应达到准确预计在几时几分到达。该批油品到达某分输站时，由调度员先通知该站做卸油的准备，然后遥控给定该站流量计的卸油量，待监测到该种油品的纯油已进入该站时，开启卸油阀并控制卸油阀的开度，以控制卸油速度，待达到给定的卸油量后，流量计自动关闭。在科洛尼尔这样的大型管道上，沿线设有多个分输站，每时每刻都有某几个站在卸油。这使得其下游的输量随时在变化，因此跟踪界面的难度也在增加。

测定各批次油品的准确位置，要依靠各站对混油段密度变化及其位置的监测以及对管道的进油量和卸油量的监测，通过计算机的精密计算和总调度室的界面跟踪带状图等多项手段的综合判断，来实现对混油界面的跟踪监测。每批次的输送油品在运行中，当输油温度和压力变化时，由于油品体积的变化使混油界面所在位置产生很大的位移。其中温度是影响较大的重要的因素，但很难准确测量到长输管道内油品的平均温度，故需计算与监测相结合才能准确定位混油界面。如果混油界面监测失误，就有可能造成管道事故，所以严密的跟踪监测工作十分重要。由于常常是采用多种手段进行监测，这使成品油管道的自动监测系统比原油管道更加复杂。

目前国内采用的混油段检测仪表有超声波界面检测仪、密度仪等。新型高精度密度仪可以检测出混油的万分之一浓度变化。

4. 首站和末站油库的油罐所需储存天数多，油罐个数多

首、末站油罐分别用来调节来油或发油与管道输量不均衡之用。对于原油管道，一般按管道输量及储备天数计算，不同转运方式所需原油储备天数不同，对于用管道、铁路、水运转运的不同情况，首末站油罐的原油储备天数一般在3~7天。年输量相同的管道，要求储备天数越多，首、末站所需的油罐容量就越大。

顺序输送管道上，对某种油品的输送是间歇进行的，而油品的生产和销售过程都是连续的。例如：顺序输送汽、煤、柴油时，为了减少混油损失，按它们性质相近相邻排列的原则，一般按汽—煤—柴—煤—汽油的顺序安排，完成这一排列，即又到输送汽油，为一个循环。顺序输送各种油品一个循环所需的时间称为一个周期。顺序输送管道的首、末站，中间分（进）油点，对每种油品都需要建造足够容量的储罐，储存一个周期内不输送此种油品时的生产量或销售量。因此，首站和末站各种油品的储存天数要按一个周期考虑。

设计时要根据投资与经营费用、混油损失大小等综合考虑来确定顺序输送的周期长短，也就是要由技术经济比较来确定最佳的循环次数。美国科洛尼尔管道的周期是10天。苏联的成品油管道周期为14~17天。可见成品油管道的首、末站油罐容量与相同年输量的原油管道相比，其首、末站的总库容量更大，其油罐个数更多。

三、输气管道的特点

输气管道由于所输介质是气田所产的天然气，与输油管道相比，它具有不同的特点。

1. 从气田至用户是一个密闭的输气系统

气态的天然气从气井经过集输管网、净化处理厂、输气干线管道、配气管网直至用户，都处于密闭系统之中。其中一处的流量变化、压力波动，都会对其他环节有影响。由于气体的可压缩性，流量、压力波动对系统的影响不如输油管那样剧烈。

2. 天然气供气的可靠性很重要

若管道系统中某处故障造成供气中断，不但会使上游气田、下游工矿企业生产中断，还会影响人民生活的正常秩序，社会及经济效益的损失将十分巨大。它在这方面的影响要比输油管严重得多。保障输气管道的供气能力及安全性有很重要的意义。目前发达国家的大型供气管道都形成了多气源、多通道的供气系统，以保障供气的长期可靠性和灵活性。前苏联拥有世界最大的供气系统，输气管道总长30万km以上，连接几百个气田，几十座储气库，供应2000多座城市用气。欧洲的供气系统连接了北海、俄罗斯、北非的多个气源。我国天然气管道除了在四川地区形成了南、北干线构成的环状管网外，其他地区输气管道没有联网，分布零散，还存在缺少储气库设施等问题。在这种情况下，各级政府和管道运营企业加强监督和管理，保障输气管道的安全运行意义就更加重大。2004年10月6日，在陕西省神木，由于非法施工铲坏陕京输气管道，造成天然气泄漏事故，使陕京线停输30多小时，给京津地区用气安全造成极大威胁。

3. 足够的调峰能力是保证输气系统平稳运行的重要环节

天然气的消费量在一天、一个月或一年之内有很大的不均衡性，特别是城市居民用气量更是如此，民用天然气量一般冬季为夏季的1.3~2倍，一天中不同时段用气量也在不断变化，白天和夜间生活用气量相差很大，城市民用气日夜的峰谷气量可相差10倍左右。输气干线的输量却应维持在其设计输量范围附近，才能安全、经济地运营。为了调节供、

求气量的不均,常采用的调峰方法有:

(1) 随用气量季节性的变化,调节气源及管道的供气能力。如冬季多开气井,多投运压缩机组及压气站,加大输气量。

(2) 设置各种储气设施。针对季节、昼夜的调峰范围不同,调峰气量不同,采用不同的储气设施。如地下储气库、大型低温液化储罐、高压储气罐和输气干线储气等。

为了季节性调峰的需要,在大城市附近常设有大型储气库,夏季天然气供应过剩时,管道向储气库充气,冬季用气高峰时,再抽出补充供气。目前季节性调峰的大型储气库多采用地下储气库,其类型有建在衰竭的气田、凝析气田上,也有建在盐穴、水封洞库中。应用液化天然气来调峰的也很广泛,将天然气冷却到 -163°C 低温液化储存,天然气在常压下为液态,其容积约为气态的 $1/600$ 。将液化天然气常压低温储存在大型储罐内,用气高峰时,将其汽化后供给输气管道。昼夜用气调峰一般是利用干线输气管道本身的储气能力,即管道在最高操作压力与最低操作压力之间变化时,利用管内气量的差值来补充白天所增加的用气量。也有用高压储气罐储气调峰。

4. 输气管道建设向大口径、高压力和长运距方向发展

由于世界上新开发的大型气田大都在远离消费中心的边远地区以及极地、海洋、沙漠地区。这促使大型天然气输气管道建设向长运距的方向发展。国外有名的输气管道,如20世纪80年代建成的苏联的第一个输气管道走廊,6条管径 $1\,420\text{mm}$ 的管线从西西伯利亚输气至欧洲部分,总长约 $20\,000\text{km}$,其中乌连戈依—波马雷—乌日格罗德管道长 $4\,451\text{km}$ 。我国除四川省外,近年新发现的气田集中在新疆塔里木盆地、青海柴达木盆地、陕甘宁的鄂尔多斯盆地及东海、南海海域,而我国天然气消费中心分布在东部和沿海地区。这决定了我国天然气的流向是“西气东输、海气登陆”的长距离输送。2004年建成的西气东输管道干线长约 $4\,000\text{km}$ 。超长距离的输气管道只有在大口径、高压下才能提高输气量并降低单位输气的投资、能耗及运行费用,才能提高其经济效益。目前世界上输气管道多条长达数千千米,最大管径为 $1\,420\text{mm}$,陆上输气管道最大工作压力 10MPa ,海底输气管道的最大工作压力为 15MPa (阿意输气管道跨西西里海峡段)。1997年10月建成投产的陕京输气管道总长 $1\,095\text{km}$,干线直径 660mm ,设计压力 6.4MPa ,4座中间压气站,3座储气库。我国西气东输干线长约 $4\,000\text{km}$,口径 $1\,016\text{mm}$,最大工作压力 10MPa ,设计输量 $120\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。如此大型输气管道的建设和运行,需要高水平的科研、设计、施工和管理的配套,才能保证它的安全和经济运营。

5. 大型、高压输气管道破裂事故的后果严重

输气管道一旦发生管道泄漏或破裂的事故,高压天然气将在短时间内大量泄漏并迅速扩散,极易造成爆炸和大范围火灾,除人员伤亡和直接经济损失外,会带来明显的社会和政治影响。特别当输气管道通过人口稠密、经济发达的地区时,事故的后果将极为严重。

第三节 管道线路工程基础

长输管道线路工程指的就是管道部分的工程,也就是连接站、库或工厂之间的管道工