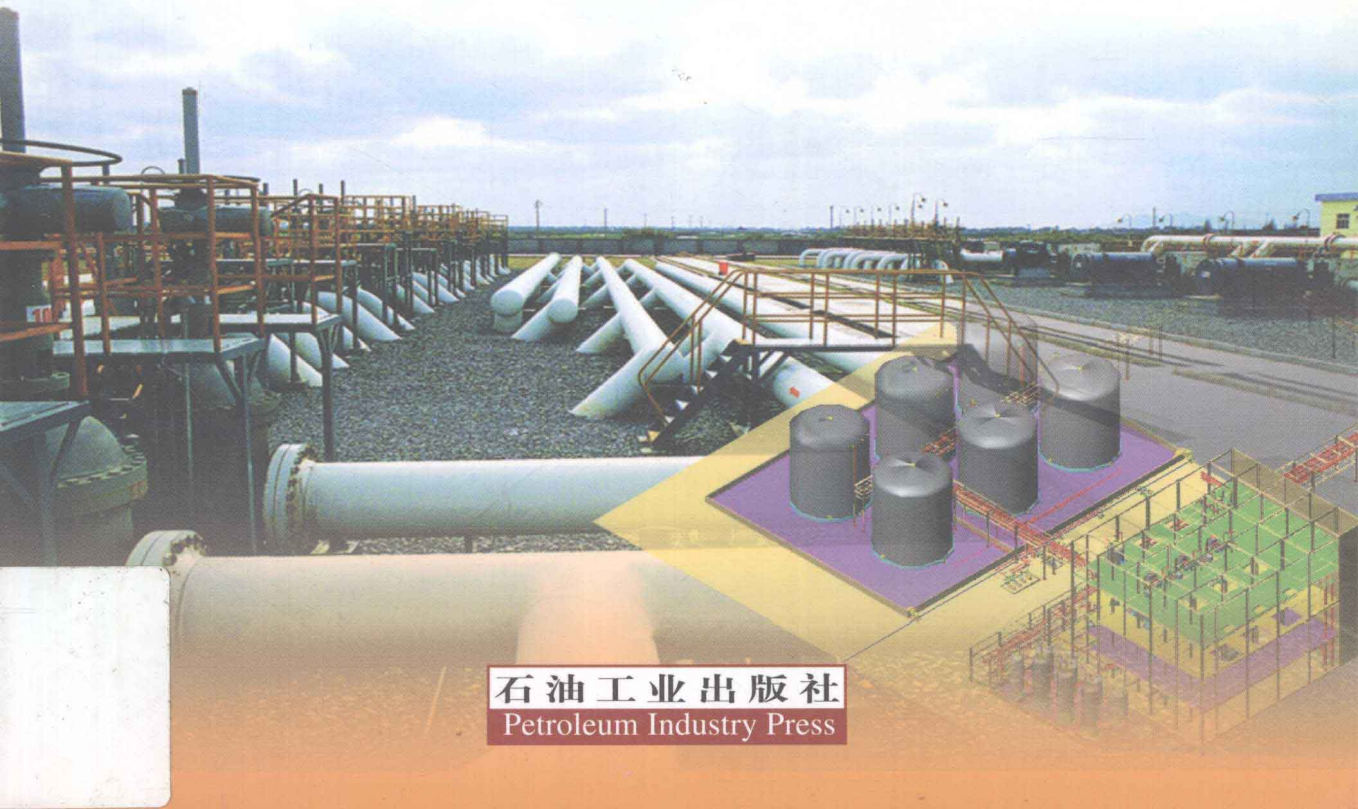




高等院校石油天然气类规划教材

# 输油管道设计与管埋

蒋华义 主编



石油工业出版社  
Petroleum Industry Press

## 内 容 提 要

本书从基础理论出发,系统阐述了输油管道的基本概念、等温输油管道的工艺计算与运行管理、热油输送管道的工艺计算与运行管理以及成品油顺序输送等内容,简单介绍了易凝高粘原油的流变特性,还附有输油站工艺设计图集。

本书可作为油气储运工程专业教材,也可供从事输油管道设计、科研和管理的工程技术人员参考。

### 图书在版编目(CIP)数据

输油管道设计与运行管理/蒋华义主编.

北京:石油工业出版社,2010.8

高等院校石油天然气类规划教材

ISBN 978-7-5021-7886-4

I. 输…

II. 蒋…

III. ①石油输送-石油管道-设计-高等学校-教材

②石油输送-石油管道-管理-高等学校-教材

IV. TE832

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第127059号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010)64523579 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:中国石油报社印刷厂

---

2010年8月第1版 2010年8月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:12 插页:2

字数:306千字

---

定价:20.00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

“输油管道设计与管理”是油气储运工程专业最重要的专业课之一。1955年张英教授在北京石油学院开设此课程，1979年由严大凡教授等人编写并由石油工业出版社首次公开出版该课程的教材，于1986年、1996年、2006年先后三次对原教材进行了修订再版。

由严大凡教授主编的《输油管道设计与管理》教材及在此基础上修订再版的由杨筱衡教授主编的《输油管道设计与管理》，一直是油气储运工程专业输油管道设计与管理方面的经典教材。我国石油行业的本科教学和现场工程师培训也一直使用该教材，可以说该教材培养了几代油气储运工作者。

随着我国高等教育事业的发展和人才培养模式的转变，该课程对教材提出了新的要求。在本科教学使用该教材的过程中，师生普遍感觉该教材内容多，学习难度较大。2008年7月，石油工程与储运工程专业教学与教材规划研讨会第二次会议决定适应新的要求，组织编写《输油管道设计与管理》教材。2008年10月在西安石油大学召开了由西安石油大学、武汉理工大学、长江大学、东北石油大学、北京石油化工学院、浙江海洋学院参加的《输油管道设计与管理》编写大纲研讨会，讨论了《输油管道设计与管理》的课程定位，研究了该课程的教学内容和教学学时，确定了教材编写提纲。研讨会决定以西安石油大学蒋华义的课程讲义为基础，结合各学校的教学实践，由西安石油大学、武汉理工大学、长江大学、北京石油化工学院、浙江海洋学院的相关教师共同编写本教材。

在本教材的编写中，考虑到“输油管道的瞬变流动与控制”、“输油管道的腐蚀与防护”、“输油管道的安全管理”、“SCADA系统”都有相应的专业课及选修课，因此在书中不作介绍；由于部分院校开设了先行课程“原油流变学”，故本教材将易凝高粘原油流变特性内容作为附录，以方便没有原油流变学基础的读者学习，对易凝高粘原油的输送工艺只作简单介绍；对于难度较大的“温度场分布的计算”等只介绍结论；对于“幂积分函数”等较早内容进行了修改；增加了热油输送管道摩阻计算工程设计中应用更多的计算机编程进行的分段计算方法内容；增加了与课程设计和毕业设计等后续课程相关的管道设计的基本步骤、流程图、泵房安装图等内容；为了便于学生学习、理解和掌握，编制了部分例题和习题。

本书编写的出发点是为油气储运工程专业的本科教学提供一本适用的教材，力求在50个本科教学学时内，使学生掌握输油管道设计的基本理论和基本方法，为现场进行输油管道的设计与管理的工作打下理论基础。本书与后续的课程

设计、毕业设计相互衔接，力求思路清晰、叙述通俗易懂，便于教学。

本书第一章第一节，第三章第一、七节，第四章第一节由长江大学付在国编写；第二章第一、二、三节，第二章第五、六节由浙江海洋学院王北福编写；第二章第四节，第三章第二、三、四节及附录 A 由西安石油大学蒋华义编写；第一章第二节，第三章第五、六、七节及附录 B、C 由北京石油化工学院李汉勇编写；第四章第二、三、四节由武汉理工大学朱汉华编写。全书由蒋华义统稿。

本书编写过程中，主要参考了 1986 年、1996 年、2006 年版的《输油管道设计与管理》，同时得到了兄弟院校、石油科研设计院所的一些专家和工程技术人员的帮助和支持，在此一并表示感谢。

由于编者的水平有限，书中难免有疏漏或错误之处，望读者批评、指正。

**编 者**  
**2010 年 5 月**

# 目 录

第一章 绪论	1
第一节 输油管道概况	1
第二节 输油管道的勘察与设计	9
习题	16
第二章 等温输油管道的工艺计算与运行管理	17
第一节 输油泵站的工作特性	17
第二节 输油管道的压能损失	27
第三节 等温输油管道的工艺计算	37
第四节 等温输油管道设计方案的技术经济比较	44
第五节 等温输油管道设计计算的基本步骤	49
第六节 等温输油管道的运行管理	56
习题	67
第三章 热油输送管道的工艺计算与运行管理	68
第一节 热油输送管道的特点	68
第二节 热油输送管道的温降计算	69
第三节 热油输送管道的摩阻计算	80
第四节 热油输送管道设计方案的优化	97
第五节 热油输送管道设计计算的基本步骤	98
第六节 输油站设计	104
第七节 热油输送管道的日常运行管理	124
习题	145
第四章 成品油顺序输送	147
第一节 成品油顺序输送的特点	147
第二节 混油过程和混油量的计算	148
第三节 管路终点混油段的切割	158
第四节 顺序输送设计和管理中的特殊问题	163
习题	168
附录	169
附录 A 易凝高粘原油的流变特性	169
附录 B 某输油末站扩建工艺设计图	179
附录 C 工艺管道图中常用的图例符号	180
参考文献	185

# 第一章 绪 论

## 第一节 输油管道概况

管道输送是石油生产过程中的重要环节，是石油工业的动脉。在石油的生产、加工、销售等环节中，自始至终都离不开管道。图 1-1 简单表示了石油的地面生产过程。

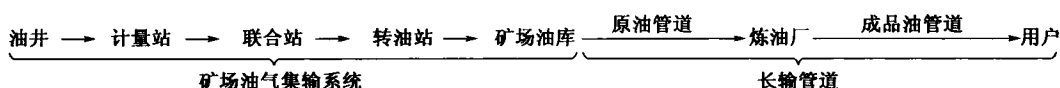


图 1-1 石油的地面生产过程示意图

一般来说，从油井生产出来的石油先通过管道输送到计量站进行计量，计量后由管道输往联合站进行集中处理，生产出合格的原油。合格的原油通过管道输送到矿场油库或管道首站，再通过长输原油管道输到炼油厂加工炼制，生产出各种石油产品。最后，通过成品油管道或铁路、公路、水路将各种石油产品送往用户处。油井至矿场油库或管道首站部分属于矿场油气集输系统，它是“油气集输”研究的内容，而后面的原油管道和成品油管道则属于长距离输油管道系统的范畴，是本书要讨论的主要内容。

### 一、长距离输油管道的组成

长距离输油管道一般管径较大、运输距离较长，有各种辅助配套工程。这种长输管道由独立经营管道运输的企业经营，有一套完整的组织机构。还有一类输油管道属于企业内部，一般不能称为长距离输油管道，如油田内短距离的油气集输管道，炼厂、油库内部管道，油田、炼厂到附近企业的输油管道等，其输送距离一般较短，不是独立的经营系统。

长距离输油管道由输油站、线路以及辅助设施三部分组成（图 1-2）。

首站、末站和中间站统称为输油站。首站一般位于长输管道起点，它的任务是收集原油和石油产品，经加压、计量（有的还需要加热）后向下一站输送。常见的中间站有中间输油泵站、加热站和热泵站。油品沿管道流动过程中存在摩阻，压力不断下降，有的油品温度也会降低，所以沿线要设置输油泵站和加热站为油流增加能量，直至将油品送到终点。加热站和输油泵站设在一起的称为热泵站。中间站可以分出一部分油品满足沿线地区用油，也可以在中途接受附近企业来油，汇集于管道后输往下一站。长距离输油管道的终点称为末站，它的任务是接受来油和向用油单位供油。为了保证管道的连续、稳定和安全运行，首站和末站一般建有较大库容的油罐及准确的计量装置。首站和中间站应设有输油泵房，需要给油品加热的还应该设有加热系统。长距离输油管道一般由离心泵提供压力能，原动机多为电动机，对于需要加热输送的管道，一般由加热炉提供热能。

长距离输油管道的线路部分包括管道本身，沿线阀室，通过河流、公路、铁路、山谷等

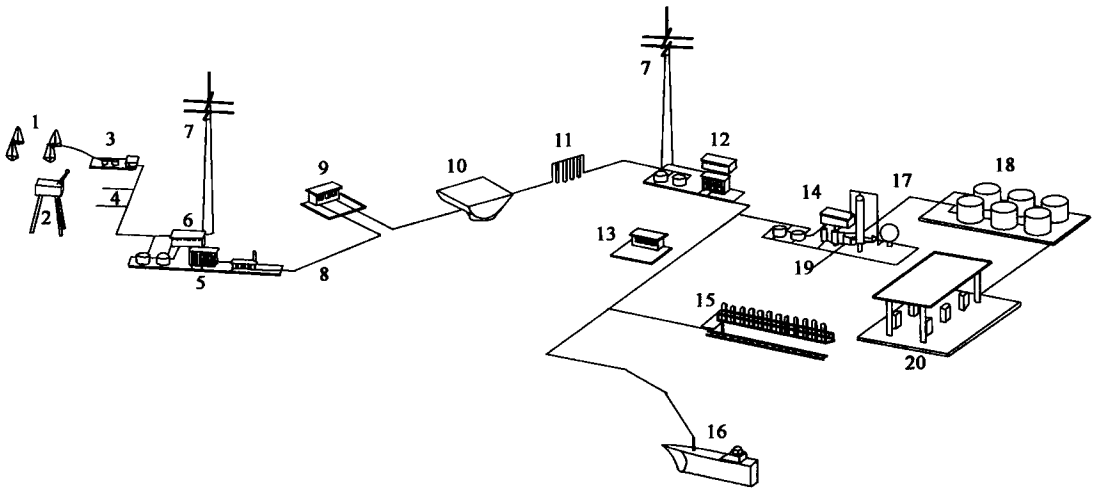


图 1-2 长距离输油管道概况

- 1—井场；2—海洋平台；3—转油站；4—矿场来油管；5—原油管道首站；6—调度中心；7—微波通信塔；  
 8—原油管道干线；9—中间站；10—穿越；11—跨越；12—末站；13—维修仓库、值班住所；  
 14—炼油厂；15—铁路罐车装油栈桥；16—装油港口；17—成品油管道干线；  
 18—储运油库；19—公路、铁路、水路发油；20—加油站

的穿（跨）越构筑物，防腐设施，以及沿线简易公路、通信和自动化控制线路、巡线人员住所等。管道本身由钢管焊接而成，防腐设施包括管道外壁防腐绝缘层，降低管壁粗糙度、提高管道输量的内壁涂层和电法保护设施。长距离输油管道每隔一定距离设有截断阀，大型穿跨越构筑物两端和地形起伏很大处也设有截断阀，发生事故后可以及时截断管道内油流，以避免油品大量泄漏、防止事故扩大，且便于抢修。截断阀的间距一般不超过 32km。为了操作和检修方便，特别是保证控制事故，截断阀要装在交通便利，不易受地质、洪水灾害影响的地方，并设保护措施。

除上述输油站、线路外，长距离输油管道中其他辅助管线生产运行的设施统称为长输管道辅助系统设施，如维抢修中心、调度中心等。

现代长距离输油管道多采用计算机数据采集和监测控制系统（Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA）进行生产管理，以应对复杂的生产运行过程。它一般由全线、站场、就地三级控制组成，对全线及各站进行远距离的数据采集、处理、监测和控制，并进行调度管理和安全保护，管道的调度控制中心可以遥控全线。此外，为了保证长输管道的正常运行，全线必须设有有效的通信系统，以调度、指挥生产。近年来通信卫星与微波通信技术被广泛地应用于长输管道的通信系统和生产自动化的信息传输系统，使得通信和信息传输更加可靠和现代化。

## 二、长距离输油管道的分类及其运输特点

长距离输油管道按照所输油品的种类可分为原油管道与成品油管道两种。原油管道是将油田生产的原油或港口来油输送至炼厂、港口或铁路转运站，具有管径大、输量大、运输距离长、分输点少的特点，它的起点一般为油田，终点一般是炼厂或港口；成品油管道从炼

厂、港口将各种油品送至油库或转运站，具有输送品种多、批次多、分输点多的特点，多采用顺序输送，它的起点一般为炼厂，终点一般为消费地区的储油库和分配油库。

原油及成品油的运输一般还有公路运输、铁路运输、水运三种方式。与这几种方式相比，管道输送有其突出的特点和优越性，这使管道输送成为运输原油及其产品的理想方式。长距离输油管道的运输具有以下特点：

(1) 运输量大、能耗少、运费低。一条直径 720mm 的输油管道，全年输量为  $2000 \times 10^4$  t 左右，直径 1220mm 的输油管道年输油量约  $1 \times 10^8$  t，分别相当于一條铁路与两条双轨铁路的年运输量。在美国，管道输油的能耗约为铁路运输的  $1/3 \sim 1/7$ ，是陆上运输中输油成本最低的。

(2) 管道大部分埋设于地下，占地少，受地形地物限制少，可以缩短运输距离，受恶劣自然气候和灾害的影响较小，无噪声，油气损耗小、对环境的污染少，密闭安全，能够长期连续稳定运行。

(3) 适于大量、单向、定点运输石油及其产品，便于管理，易于实现远程集中控制，劳动生产率高。如美国一条长 1600km 的浆液管道运行和维护人员为 325 人，仅为相应铁路运输工作人数的  $1/6$ 。现代化长距离输油管道系统的自动化程度更高。

长距离输油管道运输也有一些不足的地方。与其相比，海运比管道输送更为经济，但海运却受地理环境影响；公路运输更为灵活、多样，但它运输量小且运费高，一般只用于少量油品的较短途运输；铁路运输可以利用铁路网络方便进行，但它总的运输能力有限，往往使输油量受到限制，而且运输成本较高、油气损耗大，由于多空载返程，所以大量运油不经济。因此，管道运输成为原油和成品油最主要的运输方式。

### 三、世界输油管道的历史和发展趋势

#### 1. 世界输油管道的发展历史

管道运输的发展与能源工业，特别是石油工业的发展密切相关。现代管道运输始于 19 世纪中叶，1865 年在美国宾夕法尼亚州建成了第一条原油管道，直径 50mm，管长近 10km。第二次世界大战后出现了真正具有现代规模的长距离输油管道。因战争需要，美国建设了两条当时管径最大、距离最长的输油管道。一条是管径 600mm、全长 2158km、日输原油  $47700\text{m}^3$  的原油管道；另一条是成品油管道，管径 500mm，包括支线全长 2745km、日输成品油  $37360\text{m}^3$ 。战后随着石油工业的发展，管道建设进入了一个新阶段，各产油国都建设了大量长距离输油管道。

20 世纪 60 年代开始，输油管道向着大管径、长距离方向发展，前苏联—东欧的“友谊”输油管道和美国的横贯阿拉斯加的输油管道就是两个典型代表。此外，沙特阿拉伯的东—西原油管道和阿尔及利亚—突尼斯的原油管道都穿过了浩瀚的沙漠地区。随着英国北海油田的开发，兴建了一批海洋原油管道，最长的已达 358km，在深达 100m 左右的海底敷设。这些管道的成功建设，标志着管道已经可以通过极为复杂的地质、地理条件与气候恶劣的地区。

与此同时，成品油管道也获得迅速发展，成品油管道多建成地区性的管网系统，沿途多处收油和分油，采用密闭和顺序输送方式输送油品。1979 年底完全建成的美国科洛尼尔成品油管道系统就是世界上大型成品油管道系统的典型代表之一。



## 2. 世界著名大型长距离输油管道简介

(1) 前苏联“友谊”输油管道。“友谊”输油管道是世界上距离最长的大口径原油管道。从前苏联阿尔梅季耶夫斯克（第二巴库）到达莫济里后分为南、北两线，南线通向捷克和匈牙利，北线进入波兰和前民主德国。北、南线长度各为 4412km 和 5500km，管径分别为 1220mm、1020mm、820mm、720mm、529mm 和 426mm，每条管道年输原油超过  $1 \times 10^8$ t，管道工作压力 4.9~6.28MPa。全线密闭输送，泵站采用自动化与遥控管理。管道分两期建设，一期工程于 1964 年建成，二期工程于 1973 年完成，是迄今为止世界上最大的原油管道工程。

(2) 美国阿拉斯加原油管道。美国阿拉斯加原油管道于 1977 年建成投产，从美国阿拉斯加州北部的普拉德霍湾纵贯阿拉斯加，通往该州南部的瓦尔迪兹港，是世界上第一条伸入北极圈的输油管道。管道全长 1288km，管径 1220mm，工作压力 8.23MPa，设计年输油能力  $1 \times 10^8$ t。全线有 12 座泵站和 1 座末站，第一期工程建成 8 座泵站，采用燃气轮机驱动离心泵。全线集中控制，有比较完善的抗地震和管道保护措施。

(3) 美国科洛尼尔成品油管道。美国科洛尼尔成品油管道系统由墨西哥湾的休斯敦至新泽西州的林登，干管管径为 1020mm、920mm、820mm、750mm。截至 1979 年，干线总长 4613km，干线与支线的总长 8413km，有 10 个供油点和 281 个出油点，主要输送汽油、柴油等 100 多个品级和牌号的油品，全系统的年输油能力为  $1.4 \times 10^8$ t。该管道建成后，经过数次扩建，泵站控制仪表、SCADA 系统及通信系统不断更新。科洛尼尔管道现在仍是世界上最先进和规模最大的成品油管道系统，全美消耗的轻质油品中有 1/6 是由该管道输送的。

(4) 沙特阿拉伯东—西原油管道。该管道起自靠近东海的阿卜凯克，终于西海岸港口城市延布，横贯沙特阿拉伯中部地区。该管道管径 1220mm，全长 1202km，工作压力 5.88MPa，年输油能力  $1.37 \times 10^8$ m<sup>3</sup>。全线 11 座泵站，使用燃气轮机驱动离心泵。管道全线集中控制，全部工程于 1983 年完成。沙特阿拉伯东—西原油管道复线 1987 年建成，管径 1422mm，长度 1206km，完全平行于第一条管线，用燃气轮机驱动离心泵，是世界上使用燃气轮机最多的原油管道。燃气轮机工作时烧天然气凝析油（NGL），由一条平行敷设的 NGL 液体管道提供，管径 660.71mm，与原油管道敷设在同一管道走廊内，是目前世界上管径最大的长距离 NGL 管道。该管道首站的入口油温较高，正常在 57℃。沙特阿拉伯夏季的外界温度很高，大口径管道在大输量下输送轻质原油也引起油温上升。油温过高会引起管道热应力过大、防腐层老化及末站高温装油时油气损耗过大等问题。该管道在六号泵站及末站设有两套冷却系统，由多台翅片式空冷器组成，可以保证末站的进站油温不超过允许的最高运行温度 82℃。

(5) 全美原油管道。全美原油管道从西部加利福尼亚南部的 Los Flores 港，贯穿美国南部，到达东海岸得克萨斯州湾的 Webster 港，全长 2715km，干线管径 762mm，全线泵站 24 座，加热输送高粘原油。其中 6 座泵站采用燃气轮机驱动离心泵，其余用电动机驱动离心泵。该管道于 1987 年建成投产。它采用直接加热方式，利用燃气轮机余热加热原油。其 SCADA 系统具有泄漏检测、优化运行、工况模拟和培训模拟等功能，代表了 20 世纪 80 年代最先进水平。

(6) 科钦液化石油气（LPG）管道。科钦液化石油气管道是一条跨国管道，起自加拿大阿尔伯达省的萨斯喀彻温堡，穿过美加边境并跨越美国东北部七个州后，又进入加拿大安大略省的萨尼亚市。管道总长 3200km，在加拿大境内长 1287km，美国一侧长 1913km，管径

324mm，输送量 159~636m<sup>3</sup>/h，顺序输送乙烷、丙烷、丁烷和乙烯。全线泵站 32 座，每个泵站只有一台 1492kW 的离心泵，采用液力耦合器调节电动离心泵转速来调节输量。泵站最大出站压力为 9.9MPa。由于所输介质均为高蒸气压液体，为了保证管内均为液体，管道最低操作压力及泵站最低进站压力都要根据输送介质的温度，由介质焓熵图的相态曲线确定。例如，该管道输送乙烷、丙烷的最低操作压力为 4.5MPa，输送乙烯的最低操作压力为 6.2MPa。该管道的一大特点是每个泵站都装有气体监视报警系统，在不同地点共装有 8 个气体探测器用来监测气体浓度，以便采取相应措施。全线依靠计算机模拟系统在线实施监控运行，各泵站无人值守，只在 5 个维修中心设有检修人员，负责附近泵站的检修工作。它在管道长度、自动化程度和运行操作等方面是北美地区油气管道中最复杂的管道。

### 3. 世界长距离输油管道的的发展趋势

目前世界各地新探明的原油储量不大，预计原油生产及进出口格局不会有很大变化，原油管道将会以缓慢的速度发展。由于成品油在未来的一段时间内仍将是交通工具的主要燃料，成品油管道将会继续发展，特别在发展中国家会有较大、较快的发展。

随着世界科技进步，长距离输油管道的整体水平也必定向前发展。从世界范围看，其发展趋势有以下特点：

(1) 积极采用新技术。各种新技术的应用使管道工业的技术水平不断提高。遥感和数据成像技术、地理信息系统 (GIS)、地球卫星定位系统 (GPS) 和新的管道施工技术 (如适于硬质土壤甚至岩石地区的挖沟技术、定向钻技术、盾构技术等) 在管道工程上的应用，可以便于在复杂的地形、地质条件下确定最优线路，改善工作条件，提高管道选线、勘察设计和敷设的质量和效率；管道在线自动监测技术也在不断改进；高精度、高分辨率的智能管内检测器的应用，可以探测到管道及涂层的损伤和缺陷；先进的泄漏检测技术可以判断管线是否发生泄漏及泄漏部位以及泄漏量；计算机监控系统及卫星和光纤通信系统实现了管道系统的数据采集和遥控；计算机运行仿真技术应用在长输管道的优化设计、在线运行管理和运行操作人员的培训上，有效地提高了管道运行的安全性和经济性，带来巨大的经济和社会效益。

(2) 采用高强度、韧性及可焊性良好的管材，建设大口径、高压力的大型输油管道。当其他条件基本相同时，随管径增大，输油成本降低。在油气资源丰富、油源有保证的前提下，建设大口径管道的效益更好。例如：一条直径 1220mm 管道，在 7.35MPa 的压力下，输量为  $Q_1$ ，直径 920mm 管道，在同样压力下，输量为  $Q_2$ ，则  $Q_1 = 2Q_2$ 。说明一条直径 1220mm 管道输油能力是一条直径 920mm 管道的 2 倍。而建一条直径 1220mm 管道比建两条直径 920mm 管道节省投资 30%，同时，一条大口径管道的运行费用也大大低于两条小口径管道的运行费用，从而可以大大降低输油成本。目前国外原油管道管径已达 1442mm。在其他条件不变时，提高管道工作压力，可以增加输量、增大泵站间距、减少泵站数，使投资减少、输油成本降低。目前，输油管道最大的设计压力为 14.0MPa。随着输油管道向大口径、高压方向发展，对管材的要求也日益提高。为了减少钢材耗量，要求提高管材的强度；为了防止断裂事故、保证管道的焊接质量，要求管材有良好的韧性和可焊性。目前输油管道多采用按 API 标准划分等级的 X56、X60、X65、X70、X80 号钢，20 世纪 70 年代以来推出的 X70 号钢，其规定屈服限最小值为 482MPa，具有较好的强度、韧性、可焊性的综合质量指标，可以在低温条件下使用。这种管材制造的钢管已经在国内外一些油气管道上使用。

(3) 提高自动化水平，采用计算机监控与数据采集系统 (SCADA) 对全线进行统一调

度、监控和管理。管理水平较高的管道已达到站场无人值守、全线集中控制。SCADA 系统的功能要不断发展，传输的信息量和传输速率不断提高，应用软件更加完善，特别是仿真模拟和人工智能水平得到提高。

(4) 注重管道系统的安全及其对环境的影响。管道建设和营运中要重视安全和环境保护。在油气管道上应用安全系统工程的原理，采用风险管理技术，实施在役管道完整性管理。随着计算机技术、数据存储技术的不断改进和管道监测技术的发展，如管内在线智能检测器、管线泄漏在线检测技术、地层移动实时监测技术等的应用，管道的安全监测已经成为日常管理工作的一个重要部分；输油管道还可能对自然生态系统造成影响，使生态群落发生改变，输油环节中产生的落地原油以及由安全事故导致的漏油都可随雨水或地表径流渗漏到土壤和水体中，从而对生态系统造成不良影响，注重环境保护也成为日常管理工作的一个重要部分。

(5) 加强管道建设的前期工作。输油管道随管径不同，有其经济输量范围，过高或过低的输量均使输油成本上升。大型输油管道要在较长时期内保持在其经济输量范围内，才有显著的经济效益。这将由油源供应及市场需求情况来决定，在输油管道建设之前，对是否要建及建多大口径管道等问题都需要认真研究。许多国家在油田开始勘探时就将 2% 左右的勘探费用于管道建设的可行性研究，包括调研油田生产能力、原油性质、市场需求情况，并对管道的走向、管径、设备、投资、输油成本及利润等进行初步方案比选。可行性研究一般需要 6~9 个月时间，对大型管道或复杂情况下应更为慎重。美国阿拉斯加原油管道的可行性研究用了 4 年时间。随着输油管道向沙漠、深海、极地的永冻土带伸展，在自然条件恶劣的环境中建设管道会遇到各种技术难题。许多管道建设的成功经验都是在线路方案基本确定后，根据管道实际问题提出科研难题，组织多学科、多层次的合作攻关，用科研成果指导管道设计，使其更符合实际，这是大型管道前期工作的核心。美国阿拉斯加原油管道通过北极的永冻土地区，设计该热油输送管道时遇到许多难题。为了研究管道的埋设和架设方式，研究管道在不同操作条件下对永冻土的影响等有关输油工艺问题，由几家管道公司及科研公司共同承担，分别在加拿大、美国阿拉斯加北坡建设了三条大型试验环道，进行了多项试验研究。同时对保护环境、保护野生动植物及维持生态平衡等问题均给以足够的重视。例如，一方面为防止对空气、水体、土壤的污染，解决沿线土壤流失及植物复种等问题，在开始设计、施工时就进行研究、规划；另一方面关于管道建设对该地区的生态、生物迁移、动物群的习性影响，进行了长期的研究，调查了驯鹿的数量和习性，研究驯鹿的迁移和繁殖情况以及鱼类、禽鸟的生活习性等。现在看来，当时这些方面的考虑是很有远见的。

## 四、我国输油管道的概况和发展趋势

### 1. 我国输油管道的发展历史

我国是最早使用管子输送流体的国家。公元前的秦汉时代，已经用打通了竹节的竹子连接起来输送卤水，随后这一方法又用于输送天然气。但是直到解放，全国也没有建设一条长距离输油管道。1958 年建成的克拉玛依—独山子输油管道，全长 147km，管径 150mm，是我国第一条长距离输油管道。20 世纪 60 年代后，随着大庆、胜利、华北、中原等油田的开发，陆续兴建了贯穿东北、华北和华东的原油管道网，总长约 3000km。此原油管道系统除了向沿线的各大炼油厂供油外，还通过大连、秦皇岛、黄岛和仪征等水运港口，向南方各炼油厂供油，并向国外出口。东北地区的输油干线有大庆—铁岭（复线），铁岭—大连，铁岭

—秦皇岛等4条，管径均为720mm，总长2181km，形成了从大庆到秦皇岛和从大庆到大连的两大输油动脉，年输油能力为 $4000 \times 10^4 \text{t}$ 。其他地区的输油干线主要有：秦皇岛—北京输油管道，管径529mm，长344km；任丘—北京原油管道，管径529mm，长120km；东营—黄岛原油管道，管径529mm，长250km；任丘—临邑—仪征原油管道，管径529mm、720mm，长882km。这些管道把我国东部主要油田与东北、华北地区的大炼油厂及大连、秦皇岛、黄岛、仪征等主要港口连成一体，形成我国东部地区的输油管网，满足了东部地区原油运输及出口的要求。随着原油管道的建设，我国从1975年开始进入以管输原油为主的阶段，管输原油比例逐渐上升。到2000年，管输原油占原油总运量的77.6%。

20世纪90年代，随着西部油气田的开发，西北地区原油管道建设发展很快。新疆、青海、长庆等各油田建设了多条外输原油管道。由青海花土沟油田至格尔木炼油厂的花格线1990年建成投产，长435.6km，管径273mm，这是青藏高原地区敷设的第一条，也是世界上平均海拔最高的原油管道。20世纪90年代初期还陆续建成了轮南—库尔勒、塔中—轮南、库尔勒—鄯善等原油管道。至20世纪末，西北地区原油管道总长4360km，占全国原油管道总长的30.6%。2007年投产的鄯善—兰州原油管道，干线管长1546km、管径813mm、设计压力8MPa、设计年输量 $2000 \times 10^4 \text{t}$ ，有乌鲁木齐—鄯善、库尔勒—鄯善、吐哈—鄯善三条进油支线及玉门分输支线，顺序输送新疆油田、塔里木油田和吐哈油田的原油到内地，还要输送哈萨克斯坦的进口原油。

我国从1985年开始进口少量原油，进口的数量随后逐年增加，到2005年进口原油量达 $0.9 \times 10^8 \text{t}$ ，主要供应东南沿海地区的炼油厂。为了缓解海运来的进口原油上岸后运输难的问题，2004年以来先后修建了宁波—上海—南京的甬沪宁原油管道、南京—长岭的沿江原油管道，使上岸进口原油通过管道直接输送到沿海、沿江地区的炼化企业。这使我国东部地区原油管道规模进一步拓展，形成了合理流向的格局。我国与周边的俄罗斯、土库曼斯坦、阿塞拜疆、哈萨克斯坦及缅甸等国家正在进行油田开发和管道建设的合作。哈萨克斯坦的阿塔苏—新疆—独山子的原油管道已经建成。中缅油气管道已于2010年6月3日正式开工，预计2011年底完成基建项目。这些年输量为 $(2000 \sim 3000) \times 10^4 \text{t}$ 的大型原油管道工程的建设，将对我国的能源供应和国民生产产生积极的作用。

我国的成品油管道前期发展较缓慢，2000年后得到了快速发展。1977年建成的第一条长距离、小口径、顺序输送的成品油管道是建于世界屋脊青藏高原上、穿过永久冻土带等地质条件极为复杂地区的格尔木—拉萨成品油管道，全长1080km，管径150mm，顺序输送汽油和柴油。20世纪90年代至今，先后建设了克拉玛依—乌鲁木齐、抚顺—鲅鱼圈、镇海—杭州、兰州—成都—重庆（简称兰—成一渝）等成品油管道。2002年9月建成投产的兰—成一渝成品油管道从甘肃省兰州市经陕西、四川到重庆，干线全长1250km，管径有508mm、457mm、323mm三种口径，支线11条。设计压力10MPa，年输量 $500 \times 10^4 \text{t}$ ，最大年输送能力可达 $580 \times 10^4 \text{t}$ 。全线工艺站场16座，除兰州首站外，有临洮、成都、内江三座分输泵站，10座分输站和江油清管站、重庆末站。兰—成一渝成品油管道多项技术都处于国内领先，有些指标接近国际先进水平。2005年12月建成了广西北海—贵阳—昆明的大西南成品油管道，总长约2100km，管径508mm，年输送能力 $580 \times 10^4 \text{t}$ ，沿途经过粤、桂、黔、滇四省区42个县市，沿线设1座调度控制中心和19座输油站。2006年7月建成了乌鲁木齐—兰州的西部成品油管道，干线长1858km、管径559mm、设计压力8.0~10.0MPa、设计输量 $1000 \times 10^4 \text{t/a}$ ，顺序输送克拉玛依石化公司炼油厂、乌鲁木齐石化公司炼油厂和玉

门炼油厂的外输成品油。2009年3月建成兰州—郑州—长沙成品油管道，从兰州出发，途经甘肃、陕西、河南、湖北、湖南5省67个县市，终点为湖南长沙，包括1条干线管道和16条支线管道，干支线全长超过3000km，年输量可达 $1500 \times 10^4$ t，干线管道系统设计压力从6.3MPa到14MPa，管径从508mm到660mm，这是迄今为止我国建设的跨度最大、距离最长、输量最大、高自动化的一条成品油管道。近年内还将建设华北地区、长江三角洲、珠江三角洲、浙闽沿海及鲁苏皖等地区的成品油管道，构建成品油管道网的骨架。中远期将逐步发展短距离管道，形成成品油管道网络。

截至2009年底，我国已建成长输油气管道超过 $6.7 \times 10^4$ km，其中，建成原油管道 $1.9 \times 10^4$ km、成品油管道 $1.3 \times 10^4$ km、天然气管道 $3.5 \times 10^4$ km、海底管道3000km。目前，我国油气管道建设进入了一个新的发展时期。随着西气东输、西部原油、成品油管道等重点工程建成投产，一个西油东送、北油南运、西气东输、北气南下、海气登陆的油气供应格局正在形成。

## 2. 我国输油管道取得的成绩和面临的主要问题

新中国建立至今，我国输油管道建设、运营管理、科研等方面都取得了不少成绩。我国20世纪70年代开始建设大口径原油管道，在当时的技术条件下试制了所需设备，解决了长距离输送高粘易凝原油的一系列工艺问题，满足了当时管道建设的需要。我国长输管道与国外先进水平相比，在自动化水平、主要设施及技术（如管材质量、机泵及加热系统效率及可靠性、阀门质量、施工机具及施工技术、管道防腐技术等）等多方面均有较大差距。20世纪80年代以来，我国在铁大线、铁秦线的技术改造及东黄复线等新管道的建设中，引进了国外新技术，如高效泵机组、间接加热系统、密闭输油流程、水击控制及保护系统、采用SCADA系统实现全线集中监控等，使得上述管道达到国外20世纪80年代中期水平。20世纪90年代，随着石油天然气勘探开发的发展和国民经济对油气资源的需求不断增长，我国油气管道建设规模不断扩大。油气管道已在各种复杂地质地貌和特殊地理环境中成功敷设，海上管道工程也具备了自行设计和施工的能力。管道设计和施工技术、管道自动监控技术、防腐及腐蚀检测技术、管道维修及抢修技术、管道通信技术、管材及专用设备国产化等方面都取得了长足的进步。目前我国的高粘易凝原油、稠油管道多采用加热和稀释输送，对于节能降耗的各种输送工艺、组合工艺的研究已取得不少成果，有的已进入工业试验阶段。管输工艺正朝着多元化和新型化的方向发展。在含蜡原油添加化学降凝剂改性输送技术方面处于国际领先水平。

近20年来，我国长输管道的管理体制发生了重大改革，逐步由计划经济时代的生产管理型向市场经济的经营管理型过渡，管道运营与销售系统关系越来越密切。一方面，管道设计、施工企业向法人体制过渡；另一方面，管道运营管理开始注重市场需求，根据市场需求来编制管输计划、调整油品流向。目前，管道建设的资金不再由国家拨款而是贷款，管道工程项目实施设计和施工业主负责制、招标承包制、建设监理制。管道建设管理逐步与国际惯例接轨，不断朝着社会化、专业化、现代化的管理模式发展。

综上所述，我国输油管道的建设与运营管理已取得不小的成绩，但也面临着不少问题和挑战。

目前，我国东部油区不少油田已进入了产量递减阶段，需对东部原油管网进行技术改造，确保高粘易凝原油管道在低输量下安全运行，节能减耗，提高社会效益与经济效益。

今后一段时期内，我国将进口部分原油。需要优化调度管理，通过科学运筹，充分利用并提高现有管网的灵活性，合理调整管输原油的流向，完成国内及进口原油的输送任务。

与发达国家相比，我国油气管道的技术水平还有一定差距。我国原油管道大多输送易凝高粘原油，多采用加热输送工艺，加上设备效率不高及自动化程度较低，管道能耗较高。管材及设备、管道设计、建设、管理水平等方面与国外还有不小的差距。还应该多利用风险管理、完整性管理对油气管道实施安全管理。

### 3. 我国输油管道的的发展趋势

我国大庆、胜利、中原等主要油田生产的原油多为高粘易凝原油，还有渤海、塔里木和胜利等已探明的稠油整装油田将生产部分稠油。高粘易凝原油在我国的原油产量中占 80% 以上，还有相当数量的特高含蜡、高凝点原油及特高粘稠油。针对我国原油物性差异大、流变性复杂、流动性能差的特点，研究发展具有我国特色的输油工艺技术，达到节能减耗、安全输油的目的，是我国管道科技工作者的重要任务。近年来，我国在含蜡原油流变性及其输送工艺的研究方面已达到国际先进水平，今后需要在输油工艺的新型、多样化和综合应用上进一步深化研究，在基础研究、理论研究方面取得更大突破。此外，要迎合世界长距离输油管道的的发展趋势，重视管道前期工作，改进输油管道主要设备的性能和效率，进一步提高管道系统自动化水平等等。

目前，我国成品油管道还较少，管道输送量仅占成品油周转量的 3% 左右，其中 70% 靠铁路输送，这使已超负荷的铁路运输更为紧张，同时油气损耗及运费偏高加大了成品油的生产成本。发展我国成品油管道，增加管输成品油的数量和品种是我国输油管道发展的一项重要任务。据宏观预测，到 2020 年我国对石油的年需求量将达到  $4.2 \times 10^8 \text{ t}$ ，对天然气的年需求量将达到  $1654 \times 10^8 \text{ m}^3$  以上。作为油气运输的主要方式，油气管道也将进入一个大的发展时期，建设国内与跨国的长距离管道及沿海海底管道，与炼厂、储油、储气库及输配系统相连，形成我国的油气管道网络系统已成为必然趋势。

## 第二节 输油管道的勘察与设计

### 一、勘察与设计的重要性

勘察与设计是管道运输工程建设的前期工作。勘察与设计工作关系到管道运输工程建成后，管道运行的安全可靠性和经济合理性。管道运行的安全可靠，是建设方案成立的前提；管道运行的经济的合理性是建设方案的目标。勘察与设计工作密不可分，两者始终要密切配合，共同为实现优化设计和建设而尽职尽责。优化设计和建设不仅表现在生产工艺、设备选择、管径确定的具体问题上，而且表现在管线路径、站址选择等总体方案上。优化设计和建设的目标是用最少的投入（投资和运营费），获得最大的经济效益。为此，在开展工作前，要做好市场调查、落实用户，签订供销合同，以确保投产后产品的销售。在勘察与设计开展之前，必须有建设单位参加市场调查、落实用户。特大工程（产量大、输送距离长、涉及面广）需经国家有关部门甚至政府参与宏观指导和决策。一旦方案确定，就决定了工程建设的优劣。勘察与设计工作一旦有纰漏或失误，将难以纠正，给工程建设带来无可挽回的重

大损失。勘察与设计工作单位和个人均须有资质认证，取得相应的承担任务的资格，并对技术工作实行终身负责制。

## 二、选线原则

选线是输油管道勘察设计中的一项重要工作。线路的走向、长短和通过的难易程度，不但对整个输油管道工程的材料消耗，投资和施工都有很大影响，还与运行管理、管道安全直接相关。选线又是一项政策性很强的工作，要正确处理工业和农业，石油工业和其他工业，以及中央和地方等各方面的关系。同时，选线还是一项工作量大、劳动强度高而又艰苦的工作。随着地质勘探、工程测量和计算机辅助设计技术的发展，特别是卫星遥感影像资料、全球定位系统（GPS）和地理信息系统（GIS）的逐步应用和改进，为勘察选线提供了强有力的技术手段，为获得准确详尽的资料和进行线路选择最优化的分析提供了可能，极大地改善了勘探设计环境和工作方法，极大地提高了工作效率。

### 1. 长输管道线路选择应遵循的原则

- (1) 线路应力求顺直，平缓，并使起点、终点或控制点间的距离为最短。
- (2) 线路应尽量减少同天然和人工障碍的交叉，如铁路、公路、河流、湖泊、水库、冲沟、山谷、沼泽和地下管道、电缆等。
- (3) 线路选择应同穿跨越大中型河流、冲沟和中间泵站位置的选择相结合。线路总走向确定以后，局部线路走向应服从中间泵站和大中型穿跨越工程的位置。
- (4) 线路选择应考虑沿线动力、水源、材料供应等条件。
- (5) 线路选择应注意环境保护、生态平衡、节约土地，应考虑所经地区的城镇、工矿企业、农田基本建设、水利、交通等的现状和近期发展规划。

### 2. 线路选择的注意事项

选择输油管道线路时，除应遵循上述基本原则外，还应针对不同自然条件和地理环境，结合下列注意事项，因地制宜，做好方案比选工作。

(1) 管道不得通过城市、城市水源区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事工业设施、易燃易爆仓库、国家重点文物保护区、国家级自然保护区等区域和铁路或公路的隧道、桥梁。如经过技术经济论证，管道必须通过上述地区时，须取得国家有关部门的批准，并采取适当的安全措施。

(2) 线路在居民区和工厂厂区附近通过时，线路通过处的标高应尽可能低于居民区和工厂厂区的地面标高。

(3) 在地震烈度等于或大于七度的地区，线路与活动断裂带平行时，应将管道布置在断裂破碎带 200m 以外，并应避免斜坡、深谷、悬崖、不稳定沉陷土壤地带、采矿区；与断裂带交叉时，应选择在断层位移和断裂带宽度最小的地方通过。

(4) 线路不得通过大型的或正在发展中的活动滑坡和崩塌地带。对于古滑坡或规模不大的滑坡，当线路必须通过时，应尽量缩小通过范围，一般可在滑坡顶部通过。如线路附近已有滑坡地区且工程地质和水文地质条件同滑坡区基本相似时，选线时应预计到由于自然条件的变化和人类活动的影响而产生新的滑坡的可能性。

(5) 线路必须通过沼泽、软土地带时，应尽量选择在范围较小、地形较高、上覆硬壳较厚、取土方便的地段通过。

(6) 在泥石流地区，线路应选择 在泥石流冲击范围以外。

(7) 在黄土地区选线时，线路应尽可能选在黄土塬、宽谷、平缓斜坡和停止发展的沟谷地带，并应将线路布置在湿陷等级低、排水通畅的地带，避开陷穴和冲沟发育的塬边和斜坡地带。当线路同发展中的沟谷交叉时，一般应在中下游稳定地段通过。

(8) 线路通过地形起伏大的山地、深丘时，纵向坡度变化不应过大，应尽量避免在施工困难和管道运行不利的山坡地段布设线路。

(9) 对于经常处于潮湿或积水状态，或有可能受洪水冲淹的强盐渍土、盐沼地带，线路应尽可能绕避。线路通过一般盐渍土地带时，应尽可能选择在地势较高、含盐量少、地下水位低、地表排水容易、距离最短的地方通过。

(10) 线路应尽量绕避严重流沙地段，如必须通过风沙地区时，应将线路布置在固定或半固定沙地下，或选择在较开阔的丘间与下伏古河床的地段通过。

(11) 线路经过永冻土地区时，应尽量避免开地下结冰带、冻胀冰锥和冰丘、热溶洞显示带、带有饱和冰土、粘土和过湿粉质土的斜坡。

(12) 在煤矿开采区，线路应尽量选择在煤层薄、埋藏深、倾角平缓 and 地表变形已经完成的地区。

(13) 在水库附近选线时，线路应布置在最终坍岸和浸没范围以外，并应预见到由于库区边缘水文地质条件的变化而引起新的不良地质现象或已有的不良地质现象的恶化。

(14) 设计管道与已有管道平行时，线路一般应选在已有管道的同一侧，尽量减少同已有管道来回交叉。

(15) 选线时应注意线路同居民点、地面建（构）筑物等要保持一定距离，根据国家现行标准 GB 50253—2003《输油管道工程设计规范》，埋地输油管道同各种建（构）筑物的最小间距规定如下：

①与城镇居民点或独立的人群密集房屋（如学校、医院、俱乐部、三层以上楼房等）的间距，从边缘建筑物的外墙算起不宜小于 15m。

②与飞机场、海（河）港码头、大中型水工建筑物、独立的工厂的间距，从划定的区域边界算起，不宜小于 20m。同水库的距离还应考虑坍岸和浸没区的影响。

③当管道与一、二级公路平行时，其间距从公路排水沟外缘 1m 算起不得小于 10m，对处于地形特殊困难的局部管段确实难以达到上述规定时，管道可埋设在公路路肩边线以外的公路用地范围内，但在设计时必须对管道采取加强保护措施。

④当管道与铁路平行时或经由火车站附近，管道应敷设在铁路用地范围以外 3m。

⑤当管道与架空电力线路平行敷设时，其间距不得小于本段电杆的最大高度。

⑥当管道同埋地通信电缆平行时，其间距应按国家现行规范 SY 0007—1999《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》的规定并同有关部门洽商解决。

⑦管道同军事工厂、军事设施、重点文物、易燃易爆的工厂仓库的间距应同有关部门协商解决。

⑧穿跨越河流的管道同桥梁、港口、码头、水下建（构）筑物和引水建筑物之间的距离，当管道位于上游时，不得小于 300m；当管道位于下游时，不得小于 100m。

⑨当情况特殊或受地形及其他条件限制时，在采取有效措施保证相邻建（构）筑物和管道的安全后，允许缩小上述第①、②款所规定的间距，但不宜小于 8m。

⑩敷设在地面的输油管道（除跨越河流、冲沟的管道外）同建（构）筑物的最小间距应



按上述规定增加一倍。

⑩当输油管道同其他各种用途的管道平行敷设时，在不实行联合阴极保护的情况下，考虑到施工、维修和阴极保护的相互干扰影响等因素，最小间距应大于10m。

同沟敷设和采用联合阴极保护的管道之间的距离，应根据施工和维修的需要确定。

管道与建（构）筑物的安全距离，在满足上述要求的前提下，设计中应根据具体情况，在技术经济合理的条件下，尽量采用较大的间距，以达到减少互相干扰和满足环境保护的要求。

### 三、线路和站址的勘察

勘察工作一般分为踏勘、初步勘察（草测）和详细勘察（定测）三个阶段进行。当管道工程规模较小，通过区域自然条件较简单的情况下，勘察阶段可适当简化。

#### 1. 踏勘

踏勘是在正式设计任务书下达之前进行的，是为进行可行性研究或编制方案设计提供资料。

踏勘工作分室内与野外两部分。首先在室内作业。在比例尽可能大（一般为1:50000~1:100000）的地形图上初选几条线路走向方案，求出线路概略长度、穿（跨）越地点和次数，确定现场需要重点勘察的地段，编写踏勘工作纲要，为野外作业做好准备。在室内工作基础上进行实地踏勘，调查研究。对预定的重点地段做重点调查，目测记录高山、河流、深沟等地形高差、长度、宽度，进行工程地质测绘和调查，补充收集资料。

踏勘阶段不具体确定线路走向，也不选择站址。室内外工作结束后，将各项资料分析整理，研究讨论，编写出踏勘报告。

#### 2. 初步设计勘察

初步设计勘察是在设计任务书下达以后，初步设计开始之前，根据可行性研究报告及踏勘报告选择的线路方案，加深勘察，为技术经济比较确定最优线路方案提供资料。初步选择首、末站和中间站站址，确定穿（跨）越点。

初步设计勘察要进行沿线地质、地貌调查和测绘，了解沿线交通、水、电、通信等情况，对穿越点及所选站址进行踏勘和工程地质调查，推荐最佳线路方案，初步设计勘察收集的资料，测量成果、地质报告应存档备用。有关的内容可编写在初步设计的总说明部分。

#### 3. 施工图勘察

施工图阶段勘察又称定测，它是在初步设计批准后，施工图设计前进行。主要是根据批准的初步设计和审批意见，对全线进行复查、修改、定线和地形测量，并做工程地质和水文地质勘察，尤其要进行输油站和穿（跨）越点的地形测量和地质勘察，取得有关资料，作为施工设计的依据。

定线和测量就是在沿线打下里程桩、平面转角桩、纵向边坡桩，测量线路的高程、坐标、转角。最后得出沿线带状地形图和纵断面图。图1-3所示的带状地形图宽度为线路中心左右各50~100m，其中中线左右各50m为正规的地形图，而外侧的50~100m仅测地物。图内应标明线路的走向、转角、测量桩和变坡桩的坐标、里程、自然标高、自然和人工障碍（河流、湖泊、山谷、冲沟、公路、铁路等）、沿线的地物、建筑物和电力、通讯线等。图1-4为纵断面图，图上应注明土壤名称、工程分类和腐蚀等级、地面自然标高、里程、线路转角桩号和测量桩号，包括中心线左右25m内地物的平面示意图。纵断面图上还应预留管沟沟底标高、绝缘层等级、管材和土石方工程量等栏，为设计线路施工图提供方便。