

管道工程建设项目自我后评价 方法与实务

丁建林 于树青 钱成文 崔健 等编

石油工业出版社

管道工程建设项目自我 后评价方法与实务

丁建林 于树青 等编
钱成文 崔 健

江苏工业学院图书馆
藏书章

石油工业出版社

内 容 提 要

本书在详细讲解管道工程建设项目自我后评价方法与实务的基础上,系统介绍了管道工程建设项目后评价软件,并附有案例介绍和数据字典。

本书适合于管道建设单位与相关单位的工作人员使用,也可供石油院校相关专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

管道工程建设项目自我后评价方法与实务/丁建林等编.

北京:石油工业出版社,2009.3

ISBN 978-7-5021-7005-9

I. 管…

II. 丁…

III. 油气运输-管道工程-项目评价

IV. TE973

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 017388 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:石油工业出版社印刷厂

2009 年 3 月第 1 版 2009 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:14.5

字数:371 千字

定价:68.00 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

管道工程建设项目建成以后，其设计、施工、运行管理是否达到了项目预期的目标，存在哪些在今后的新项目建设和运行管理中可以借鉴或改进的经验和教训，是项目管理需要解决的问题，也是项目自我后评价研究的主要目的。

管道工程建设项目自我后评价工作是一项涉及面广，十分复杂的技术经济分析评价工作。2002年以来，中国石油先后对新建的“库鄯、鄯乌、兰成渝、涩宁兰、忠武”等多条管道做了自我后评价。几年来的工作实践，积累了一定的经验，收到了很好的效果。由于目前管道工程建设项目自我后评价统一的、系统的评价方法、指标体系和评价标准较少；不同单位、不同评价人员所采用的方法各异，评价指标不统一，评价水平参差不齐。因此，如何做出客观、公正、科学的后评价结论？如何解决评价工作中诸多环节的评价指标进一步细化的问题？如何实现对建成投产项目实际效果信息的快速反馈等问题，需要进行深入的研究。

为了提高管道工程建设项目自我后评价与决策水平，促进油气管道建设的健康发展，我们在本书中将常用的方法、指标体系、评判标准做了系统地归纳，并借鉴中国石油下发的关于工程建设项目后评价工作的管理办法及规定，将几年来的研究成果及多年积累的经验整理成册，编写出具体的操作方法和实务，供管道建设单位与相关领域的各界同仁品鉴，亦可作为相关高等院校师生的参考书。

由于编者水平有限，在本书编写过程中难免有不妥之处，望广大读者批评指正。

编 者

2008年12月

目 录

第一部分 管道工程建设项目后评价方法.....	1
第一章 油气管道简介.....	1
第一节 油气管道的重要性.....	1
第二节 管道的分类与构成.....	3
第三节 国内外管道建设概况	10
第二章 管道工程建设项目	14
第一节 管道工程建设项目概述	14
第二节 管道工程建设项目的特征	14
第三节 管道工程建设项目的实施	16
第三章 管道工程建设项目后评价	20
第一节 项目后评价国内外发展概况	21
第二节 管道工程建设项目后评价	22
第三节 管道工程建设项目后评价的特点、内容和作用	25
第四节 管道工程建设项目后评价指标体系	29
第五节 管道工程建设项目后评价的发展趋势	31
第四章 管道工程建设项目后评价的主要方法	33
第一节 对比法	33
第二节 层次法	34
第三节 成功度法	35
第四节 目标树—逻辑框架法	36
第五节 因果分析法	39
第六节 综合评价法	41
第七节 综合效益评价法	42
第五章 管道工程建设项目自我后评价方法	47
第一节 故障树分析法	47
第二节 目标树分析法	48
第三节 熵值分析法	53
第六章 管道工程建设项目自我后评价指标体系	56
第一节 指标体系分类	56
第二节 相关指标的计算方法	57
第三节 自我后评价判据标准	71
第二部分 管道工程建设项目自我后评价实务	77
第一章 管道工程建设项目自我后评价工作	77
第一节 自我后评价的特点	77
第二节 自我后评价工作计划与管理	78

第三节	自我后评价工作流程	79
第二章	管道工程建设项目自我后评价工作实施	80
第一节	项目调查与分析	80
第二节	评价报告的编写	92
第三节	评价成果的反馈	132
第三部分	管道工程建设项目自我后评价软件系统	136
第一章	软件系统设计	136
第一节	设计背景	136
第二节	需求分析	136
第三节	模块设计	142
第二章	基础数据库构成	156
第一节	管道工程资料数据库	156
第二节	简化后评价数据库	160
第三节	后评价数据库	161
第四节	财务及主要评价指标数据库	165
第三章	主要功能构成	166
第一节	数据维护	166
第二节	项目评价	178
第三节	指标计算	178
第四节	报告输出	179
第五节	数据分析	180
附录一	案例介绍	183
附录二	油气管道工程建设项目自我后评价数据字典	201
参考文献		226

第一部分 管道工程建设项目后评价方法

第一章 油气管道简介

一个多世纪以来,油气管道运输作为一种产业得到世界各国的重视与推动,管道的效能 在实践中也因之逐步被扩大、升级,在实现运输变革、推动能源结构和产业结构调整的同 时,油气管道担负起保障国家能源安全的使命。

第一节 油气管道的重要性

一、五大运输业之一

油气管道运输是继铁路、公路、水路、航空运输之后新兴的第五大运输行业。作为连接 油气资源与市场的桥梁和纽带,油气管道运输以其高效率、低成本和安全可靠的优势显示出 其旺盛的生命力,它在国民经济和社会发展中起着十分重要的作用。

油气管道运输是相对独立的运输系统。其整体性强,产、运、储、销之间关系密切。可 以直接将油气田、炼厂、港口输出的油气与用户连接起来,构成不可须臾中断的联系。输油 管道又可与油港、铁路及大型油库连接,构成与铁路、公路、水路运输之间的网络,转运方 式十分灵活。它与铁路、公路运输相比有其独特的优势:

(1) 运输经济、平稳、不间断,劳动生产率高。举例来说,如管径为 500mm 的原油输 送管道,年输原油能力可达 $1000 \times 10^4 \text{t}$,而铁路上一列槽车运输原油一般一次可运 2000t 左 右。那么要输送这 $1000 \times 10^4 \text{t}$,每年就需要用 5000 列装满原油的罐车,同时还要返回同样 多的空罐车。这相当于每 40min 就有一列往返,给铁路运输造成极大的压力。由此可见管 道运输的优势。

(2) 占用土地少。埋地长输油气管道占用土地仅为公路的 3%,铁路的 10%左右。管道 埋在地下的部分占管道总长的 95%以上,修建 1km 的管道,在施工期间平均临时占地约 $1.8 \times 10^4 \text{m}^2$,工程竣工后,其 99%的土地仍可恢复利用,对于节约宝贵的土地资源意义重 大。

(3) 安全性高。汽车、火车运输石油天然气均有很大的危险,国外甚至称之为“移动的 炸弹”。而管道埋地铺设,在地下密闭输送,不受恶劣气候的影响,可抗拒一般自然灾害。

(4) 能源消耗低、损耗少。输油管道能源消耗率和损耗率都较小,按年输原油 $3000 \times 10^4 \text{t}$ 计算,比铁路、公路输送可减少损耗 $750 \times 10^4 \text{t}$ 。不同运输方式能耗对比见表 1-1-1。

(5) 环境污染小。管道由于采用密闭输送,无“三废”排放,对周围环境污染小,有利 于环境生态保护。

表 1-1-1 不同运输方式能耗对比

序 号	运 输 方 式	能 耗 对 比	运输周转消耗
1	管道	1	0.2%~0.3%
2	铁路	2	0.71%
3	公路	8.5	0.45%
4	水路	0.5	0.45%

(6) 运输成本低、价格便宜。管道运输易于实现自动化操作,运营人员少。同样的运距与运量,管道运营人员数量为铁路的 1/4,为公路的 1/9。运行成本低,以运输石油为例,管道、水路、铁路运输的成本之比为 1:1:1.7。价格比管道运输为 1,则远洋油轮为 0.4,内河船舶为 1.6,铁路为 4.6,汽车则高达 20.68。

二、能源国脉

油气管道将上、中、下游沿线的城市串接起来,在把上游资源优势转化为下游经济优势的同时,大大加快了沿线地区能源结构的调整 and 经济发展。

以西气东输工程为例,全线约使用钢材 $174 \times 10^4 \text{t}$,强劲地拉动了我国制管企业的经济发展。管道建成投产后,不仅改变了上海、无锡、南京等沿线城市的能源结构,大大减少了环境污染,还快速地拉动了油气管道沿线地方经济的增长。

再如西部原油、成品油管道,把新疆、甘肃境内和东部地区、西南地区的输油管道以及石油石化企业连接起来,承担着西油东送的重要任务,源源不断地把西部乃至中亚的油气资源输送到全国各地,实现了西部资源与东部市场的对接,进而也带动了西部地区经济的发展,彻底解决和扭转由于原油供应不足;兰州炼油及石油化工设备能力“吃不饱”的状况,有力地支持了兰州石化一千万吨炼油项目、六十万吨乙烯改造项目及化工延伸加工项目的建设,同时保障了玉门炼化总厂的原油供应和成品油的输送,也使新疆炼油化工企业的加工量由 $1300 \times 10^4 \text{t}$ 增加到 $2000 \times 10^4 \text{t}$ 。

涩宁兰输气管道为甘肃、青海两省构建了合理的产业结构,在油价普遍上涨的情况下,提高了以油气为原材料企业的经济效益。例如,甘肃刘化集团有限责任公司,近年来因原料资源枯竭被迫停产半年之久。随着涩宁兰输气管道的建设,刘化集团实现了同步的设备及技术改造,自 2002 年 1 月使用天然气作为生产原料后,仅 11 个月就生产尿素 $25 \times 10^4 \text{t}$,实现销售收入 26110 万元,提前 32d 完成全年任务。

我国最早建成的成品油管道——格拉成品油管道,管道建成后改善和加强了我国西南地区国防系统的现代化后勤保障能力,为西南地区国防提供了可靠的成品油保障系统。

三、幸福线、生命线

油气管道建成投产后,使沿线地区的交通有了很大的改善。如:兰成渝管道共建桥梁 4 座,平整的伴行道路三百多千米,使很多交通不便的地方通了公交车,方便了当地人民的生活。这些道路、桥梁等设施将长期为地方经济发展作贡献。兰成渝输油管道投产后,吸收了大量当地劳动力,不仅增加了当地的劳动就业机会,也在一定程度上提高了所在地区的劳动者素质,提高了人民生活水平。

兰成渝输油管道的建设,从根本上缓解了我国西南地区油品短缺和西北地区油品资源过剩的矛盾,使西南内陆地区油品市场的供需得到有效平衡,并在一定程度上起到了稳定当地成品油价格的作用。

随着我国经济的不断发展,人们的生活得到日益改善,国民经济与油气资源的利用越来越紧密。根据国家统计局公布的数据,截至 2006 年末,中国私家车数量年增长率为 23.7%,达到了 2925 万辆。与此同时,天然气进入了城乡的千家万户,为人们的取暖、做饭提供了经济环保的能源,成品油、天然气已成为人们赖以生存的生活必需品。因此,管道运输是关系到管道沿线城市政治安定和生活安稳的大事。例如,陕京输气管道的安全平稳运行,直接关系到首都人民的交通、生活,其政治影响和经济影响重大。截至 2004 年末,北京市全市天然气家庭用户达到 252.8 万户,新增家庭用户为 24.8 万户。

第二节 管道的分类与构成

一、管道的分类

石油和天然气从地下开采出来以后,经过预加工处理后可通过管道输送到目的地。油气运输管道按地域可分为两类,一类是陆上管道,另一类是海底管道。按输送介质来分主要有五大类,即原油管道、成品油管道、天然气管道、LNG 管道和 LPG 管道。

1. 陆上油气管道

陆上油气管道按功能可分为三类:第一类是油气田内部的油气集输管道和炼油厂内部的工艺管道;第二类是以油气田或港口为起点输送到目的地的长距离油(气)输送管道;第三类是城市内部配送油(气)的市政(公用)管道。

2. 海底管道

海底管道有原油管道、天然气管道和油气混输管道。海上采油平台的原油直接通过油轮转运,或以海底管道连接井口平台、生产平台和储油平台,在海上用油轮转运原油,均称为全海式海底管道。从海上油(气)田集输平台为起点输送到陆上接收站(或用户)的油气管道称为半海半陆式海底管道。

二、油气储运设施的构成

1. 原油管道

油田开采出来的原油,从油井经过油气集输管道进入集油站,进行油气分离、脱水及稳定后进入油库,转入输油首站,再进入长输管道输向目的地。一条长距离外输原油管道,一般设有输油首站、若干中间热泵站、泵站、加热站、清管站(多与泵站合建)和输油末站,还包括油码头、油库、火车装卸油栈桥等配套工程(见图 1-1-1)。原油管道线路上,设有可紧急关闭的截断阀室和防止管道腐蚀的阴极保护站。各站场一般都有高压电力线路,为输油机泵提供动力;无外电源的站场,配置柴油机或柴油发电设备。每条原油管道都有专用信息传输通道,用于运行调度,也是管道自动控制指令和运行参数传输的通道。原油管道的站场设有储油罐,是协调管道运行的主要措施之一。

(1) 原油管道干线。从泵站出口至下一泵站入口之间的线路部分称为原油管道干线。

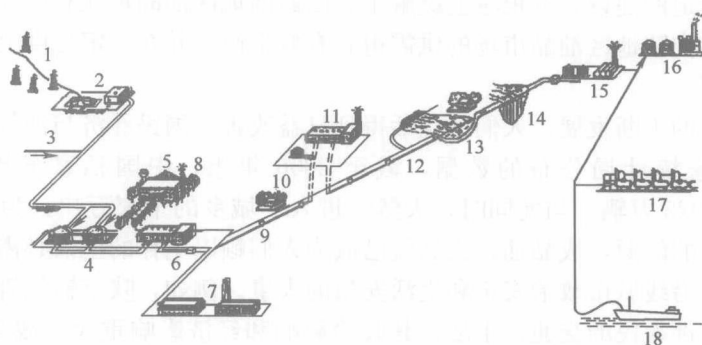


图 1-1-1 长距离输原油管道示意图

1—井场；2—转油站；3—来自油田的输油管；4—首站的罐区和泵房；5—全线调度中心；6—清管器发放室；7—首站的锅炉房、机修厂等辅助设施；8—微波通信塔；9—线路阀室；10—管道维修人员住所；11—中间输油站；12—穿越铁路；13—穿越河流的弯管；14—跨越工程；15—末站；16—炼厂；17—火车装油栈桥；18—油轮装油码头

(2) 储油库。为确保平稳输油，在长输原油管道的首站和末站都相应建造有储油罐群（也称为油库）。储罐可建在地上或地下，以建罐材料不同分为金属罐、非金属罐和岩石地下库。金属罐多建在地上，原油储罐常用立式圆柱形储罐。

①地上金属罐，根据罐顶结构分为浮顶罐、拱顶罐、内浮顶罐和悬链顶油罐。

②钢筋混凝土非金属储罐，多为地下和半地下式构筑物。

③岩层地下库。

(3) 站场设备。原油管道输送站场设备除油罐外，还包括输油泵、加热炉、锅炉与压力容器、清管设施、油罐区固定消防设施、阀门、流量计、控制仪表、工业控制计算机、通信设备及动力设备（电动机、柴油机、燃气轮机、变压器和电气开关等）等。

2. 天然气长输管道

天然气长输管道就是连接脱硫净化厂（或液化天然气终端站）与城市门站之间的管道。它在我国压力管道分类中属于 GA 类。

天然气长输管道的组成大致可分为管道本身（包括干线和支线）、站场以及通信调度自控系统三部分。

天然气长输管道的任务就是根据用户的需求把经净化处理的符合管输气质标准的天然气输送到城市或大型工业用户，它具备以下七个功能：计量、增压、接收和分输、截断、调压、清管和储气调峰。

1) 天然气长输管道的站场分类

天然气长输管道的站场按其所在位置划分为首站、中间站和末站三类。中间站按具备的功能分为清管站、分输站、接收站及压气站四种。

(1) 首站。首站是输气管道的起点。首站功能较简单，只要有计量和清管装置就可以了。一般的首站具有调压和气体除尘、除液功能。当管输压力高于进气压力时，首站还应有增压功能。

(2) 清管站。清管站的功能是在进行清管作业时接收和发送清管器，同时清除在清管过程中流入站内的杂物。清管站尽可能和其他站场如增压站、分输站等合并建设，清管站的站

间距可按 80~120km 考虑。

(3) 分输站、接收站。分输站是为把气体分流到支线或用户而设置的，接收站是为在管道中途接收气源来气而设置的。虽然它们的作用刚好相反，但其功能和设备却都是一样的，都具有调压、计量、气体除尘及清管器收发等功能。

(4) 压气站。压气站的主要功能是给气体加压以提高管道的输送能力。压气站除增压外，还有调压、计量、清管、气体除尘等功能。此外，当压缩后的气体温度超过规范规定的温度时，还必须设气体冷却装置。

(5) 末站。末站是建在长输管道终点的分输站。末站功能是气体除尘净化、清管球接收、调压、计量等，同时它可向大型工业用户直接供气，也可与城市地下储气库连接起到调峰作用。

2) 地下储气库储存

天然气的地下储存有下列几种方式：利用枯竭的油气田储气；利用地下含水层储气；利用盐穴储气；利用矿坑储气。其中利用枯竭的油气田储气最为经济。地下储存天然气储气量大，维护管理简便，安全可靠，投资省，见效快，是对城市用天然气进行季节性（月度）用气不均匀性调峰的最佳方法之一，因而得到广泛应用。

(1) 枯竭油气田型储气库。利用已枯竭的气藏、油藏改建为地下储气库。这种储气库储气量大，是应用最广最可靠的地下储气库。目前世界上有 425 座枯竭油气藏储气库，占世界储气库总数的 76.7%。这种储气库的优点：有很大的天然气储气容积，其中残留有少量油气，减少了垫层气量，注入气利用率高；有盖层、底层、无水驱或弱水驱，具备良好的封闭条件，密封性好，储气不易散逸漏失，安全可靠；注气库承压能力最高上限可达原关井压力的 90%~95%，调峰工作气量为注入气量的 70%~90%；原油气田部分设施可再利用，建库周期短，试注、试采运行把握性大，风险小，有成熟采气工艺技术，节省了投资，通常是比较经济的。

(2) 地下含水层型储气库。含水层型地下储气库的建库方法是通过排除含水岩层孔隙中的水后，并在非渗透性的含水层盖层下直接形成储气场所，见图 1-1-2。由于气体的吸附作用可能会产生毛细管阻塞，会使部分天然气永久性留在岩层中成为垫层气，一般是气库储气量的 30%~70%。这种储气库的投资和操作运行费用较枯竭油气田型储气库略高一些，建库周期也长些，储气量、调峰能力较枯竭油气田型储气库小。但含水层的分布较广，在输气干线和天然气消费中心附近总可以找到含水层构造。从整体考虑，建造含水层储气库也是合理的。

(3) 盐穴型储气库。盐穴型储气库就是在具有岩盐矿床地质构造的地区，利用石盐具有的稳定性、非渗透性、烃类不溶性以及在水中的易溶性特点，可以获得容积 $(20\sim500)\times10^4\text{m}^3$ 的盐穴，并在其中储存天然气。盐穴型储存库示意图见图 1-1-3。

①盐穴天然气储气库的建造分两种：一是利用废弃的采盐盐穴，改建为天然气地下储气库；二是新建盐穴储库，按调峰气量要求，选定气库井位、井数、层位、地层岩盐厚度及盐穴几何形状容积大小，进行有计划地溶蚀造穴。

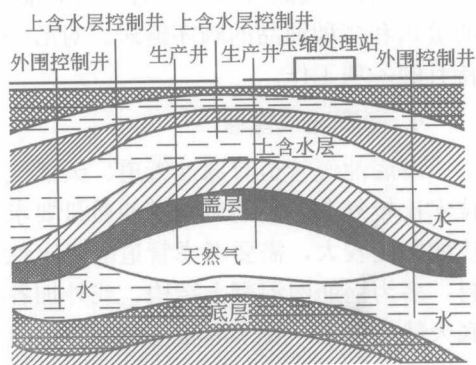


图 1-1-2 含水层型地下储气库

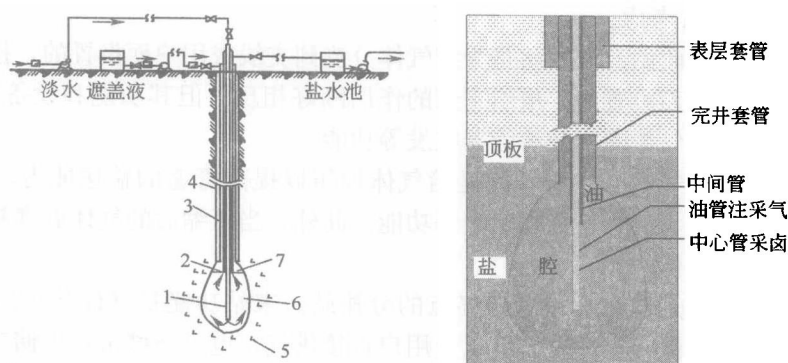


图 1-1-3 盐穴型储存库示意图

1—内管；2—溶解套管；3—遮盖液输送管；4—套管；5—盐层；6—储穴；7—遮盖液垫

②盐穴储气库的特点：单个盐穴空间容积大，最大为 $500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上，储气量可达 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；一个盐穴储气库可分期建设，机动性强，调速快，调峰能力强，储气无泄漏。

③建盐穴储气库应考虑以下问题：拥有足够厚度和均质构成的石盐层；石盐的埋藏深度；有足够的水源和电力；有排放盐水的方法和途径；储气库与天然气管道距离合适。

(4) 废弃煤矿井型储气库。利用采过煤的废弃地下矿井及巷道容积，经过改造修复后作为地下储气库。优点是废物利用、建库费用少。缺点是通常矿井裂缝发育，密封性差，高压注入的天然气易漏失，导致灾害发生，危及安全。因此需做较长时间的试注、观察、监测，建库周期长，运行成本较高。

3) 液化天然气输送管道

迄今为止，液化天然气低温管道在调峰装置和液化天然气船装卸设施上已有应用，但是尚未见到采用低温管道长距离输送液化天然气的实例。

液化天然气长距离输送需要在管道沿线建立液化天然气加压泵站（始终保持液体压力在其临界压力以上）和冷却站（液体温度在其临界温度以下），防止管道液体气化，确保液体单相流动。

3. 成品油管道

成品油管道以大宗成品油库为起点，连接至转运点、销售点的管道及其配套工程。长距离成品油管道，一般设有首站、若干泵站、分输站和末站。成品油输送不需要加热（除重质油外），管道线路及电力、通信与原油管道基本相同。成品油管道的输送工艺，有单一油品的输送和多种油品的顺序输送。对后一种，混油界面跟踪监测和混油切割处理是成品油管道特有的一项工作。

4. 海底油气管道

海底油气管道有原油管道、天然气管道和油气混输管道。由于海底油气管道投产后维修技术比较复杂，因而对管道的质量要求比陆上油气管道更为严格。海底管道受海水波浪、潮汐的影响较大，需要考虑管道的稳定性，因此，海底管道外壁保护层多采用铁矿砂等加重材料，多为钢筋网混凝土结构，或外加各种类型的马鞍压块，以提高管道的稳定性。特别是海底天然气管道，要采取相应的稳管措施。

5. LNG 接收终端

常压下将天然气冷冻到 -162°C 左右，使其变为液体即液化天然气（LNG）。

LNG 通常由专用运输船从生产地输出终端运到目的地接收终端，经再气化后外输至用户。目前，已形成了包括 LNG 生产、储存、运输、接收、再气化及冷量利用等完整的产、运、销 LNG 工业体系，如图 1-1-4 所示。

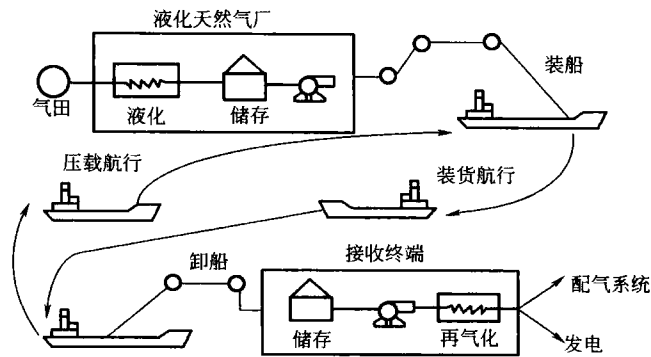


图 1-1-4 典型的 LNG 产、运、销示意图

1) LNG 接收终端设施的构成

LNG 接收终端主要的设施包括：LNG 接收终端工艺系统，LNG 卸船系统、LNG 储存系统，LNG 再气化/外输系统、蒸发气处理系统、储罐防真空补气系统、储罐防真空补气系统、火炬/放空系统、LNG 接收终端的消防、辅助及公用工程、生产辅助设施及公用工程。

(1) LNG 接收终端工艺系统。

LNG 接收终端一般由 LNG 卸船、储存、再气化/外输、蒸发气处理、防真空补气和火炬放空六部分工艺系统（有的终端还有冷量利用系统）组成。

LNG 专用船抵达接收终端专用码头后，通过码头上的卸料臂和卸料管道，借助船上卸料泵将 LNG 送进接收终端的储罐内。在卸料期间，由于热量的传入和物理位移，储罐内将会产生闪蒸气。这些闪蒸气增压后一部分经回流管道返回 LNG 船的料舱，以平衡料舱内压力；另一部分通过压缩机升压进入再冷凝器冷凝后，和外输的 LNG 一起经高压外输泵泵入气化器。利用海水喷淋（开架式气化器）或者热水（浸燃式气化器）使 LNG 气化成气态天然气，最后进行加臭、调压，计量后送进输气管网。残余的蒸发气则经火炬系统在大气中燃烧掉。典型的 LNG 接收终端工艺流程图如图 1-1-5、图 1-1-6 所示。

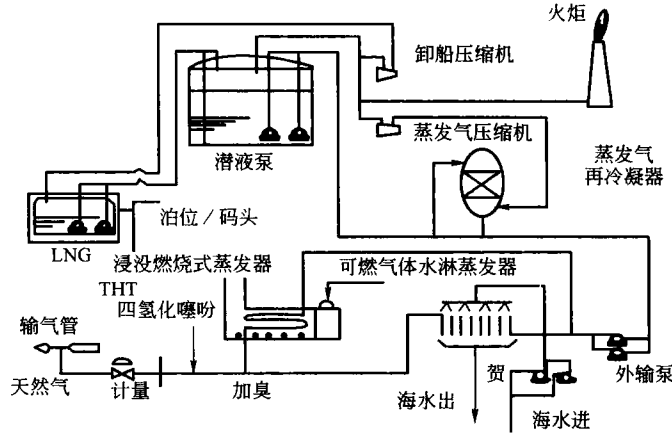


图 1-1-5 典型的 LNG 接收终端工艺流程简图

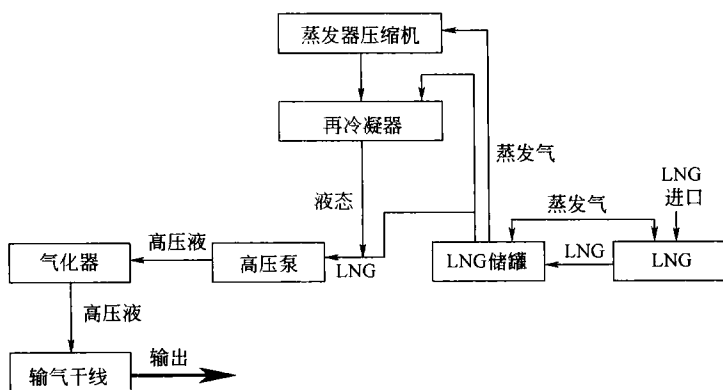


图 1-1-6 LNG 接收终端工艺流程图

(2) LNG 卸船系统。

LNG 卸船系统由卸料臂、卸船管道、蒸发气回流臂、LNG 取样器、蒸发气回流管道及 LNG 循环保冷管道组成。

LNG 运输船靠泊码头后，经码头上卸料臂将船上 LNG 输出管道与岸上卸船管道连接起来，由船上储罐内的输送泵（潜液泵）将 LNG 输送到终端的储罐内。随着 LNG 不断输出，船上储罐内气相压力逐渐下降，为维持其值一定，将岸上储罐内一部分蒸发气加压后经回流管道及回流臂送至船上储罐内。

LNG 卸船管道一般采用双母管式设计。卸船时两根母管同时工作，各承担 50% 的输送量。当一根母管出现故障时，另一根母管仍可工作，不致使卸船中断。在非卸船期间，双母管可使卸船管道构成一个循环，便于对母管进行循环保冷，使其保持低温，减少因管道漏热使 LNG 蒸发量增加。通常，由岸上储罐输送泵出口分出一部分 LNG 来冷却需保冷的管道，再经循环保冷管道返回罐内。每次卸船前还需用船上 LNG 对卸料臂等预冷，预冷完毕后再将卸船量逐步增加至正常输量。

卸船管道上配有取样器，在每次卸船前取样并分析 LNG 的组成、密度及热值。

(3) LNG 储存系统。

LNG 储存系统由低温储罐、附属管道及控制仪表组成。

LNG 低温储罐采用绝热保冷设计。由于有外界热量或其他能量导入，例如储罐绝热层、附属管件等的漏热、储罐内压力变化及输送泵的散热等，故会引起储罐内少量 LNG 的蒸发。正常运行时，罐内 LNG 的日蒸发率约为 0.06%~0.08%。卸船时，由于船上储罐内输送泵运行时散热、船上储罐与终端储罐的压差、卸料臂漏热及 LNG 液体与蒸发气的置换等，蒸发气量可数倍增加。为了最大限度减少卸船时的蒸发气量，应尽量提高此时储罐内的压力。

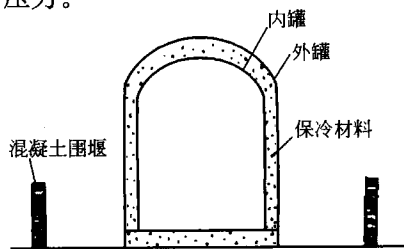


图 1-1-7 单容罐结构示意图

LNG 储罐按结构型式分有单容（单封闭）罐、双容（双封闭）罐及全容（全封闭）罐三种型式，如图 1-1-7、图 1-1-8、图 1-1-9 所示。

蒸发气中含有更多的易挥发成分，如 N_2 、 CH_4 等。例如，当 LNG 中 N_2 含量约 1%（摩尔）时，蒸发气中 N_2 含量可达 20%，故其热值远低于终端外输气。通常，可采用向蒸发气中加入丙烷或与外输气混合的方式以满

足用户对这种燃料气的热值要求。

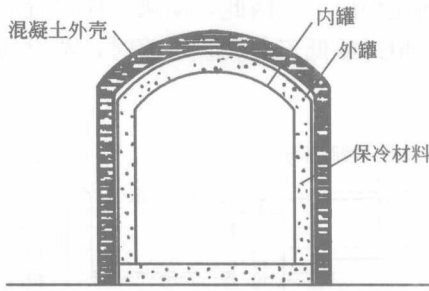


图 1-1-8 双容罐结构示意图

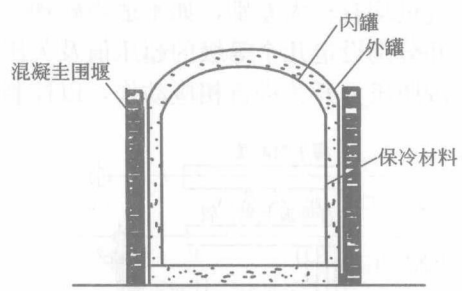


图 1-1-9 全容罐结构示意图

LNG 终端设计的储存能力应为卸船所需的储存能力与连续不可作业天数的储存能力之和，减去卸船作业时的外输量。接收终端的储存能力可按式 1-1-1 计算。

$$V_s = V_t + nQ - tq \quad (1-1-1)$$

式中 V_s ——储存能力， m^3 ；
 V_t ——LNG 运输船船容， m^3 ；
 n ——连续不可作业的天数， d ；
 Q ——平均日输送量， m^3/d ；
 t ——卸船时间， h ；
 q ——卸船时的输送量， m^3/d 。

一般说来，接收终端至少应有两个等容积的储罐。

(4) LNG 再气化/外输系统。

LNG 再气化/外输系统包括 LNG 储罐内输送泵（潜液泵）（图 1-1-10）、储罐外低/高压外输泵、开架式水淋蒸发器（图 1-1-11）、浸没燃烧式蒸发器（图 1-1-12）及计量设施等。

储罐内 LNG 经罐内输送泵加压后进入再冷凝器，使来自储罐顶部的蒸发气液化。从再冷凝器中流出的 LNG 可根据不同用户要求，分别加压至不同压力。一部分 LNG 可经低压外输泵加压后，进入低压水淋蒸发器中蒸发。水淋蒸发器在基本负荷下运行时，浸没燃烧式蒸发器作为备用设备，在水淋蒸发器维修时运行或在需要增加气量调峰时并联运行；另一部分 LNG 经高压外输泵加压后，进入高压水淋蒸发器蒸发，以供远距离用户使用。高压水淋蒸发器也配有浸没燃烧式蒸发器备用。再气化后的高、低压天然气（外输气）经计量设施计量后输往用户。

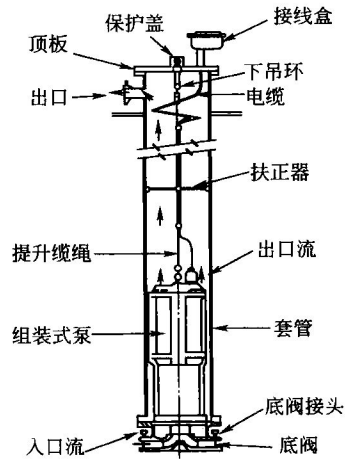


图 1-1-10 柱安装式潜液泵

为保证罐内输送泵、罐外低压和高压外输泵正常运行，泵出口均设有回流管道。当 LNG 输送量变化时，可利用回流管道调节流量。在停止输出时，可利用回流管道打循环，以保证泵处于低温状态。

(5) 蒸发气处理系统。

蒸发气处理系统包括蒸发气冷却器、分液罐、压缩机及再冷凝器等。此系统保证 LNG 储罐在一定压力范围内正常工作。储罐的压力取决于罐内气相（蒸发气）的压力。当储罐处

于不同工作状态，例如储罐有 LNG 外输、正在接收 LNG 或既不外输也不接收 LNG 时，其蒸发气量均有较大差别，如不适当处理，就无法控制气相压力。因此，储罐中应设置压力开关，并分别设定几个等级的超压值及欠压值，当压力超过或低于各级设定值时，蒸发气处理系统按照压力开关进行相应动作，以控制储罐气相压力。

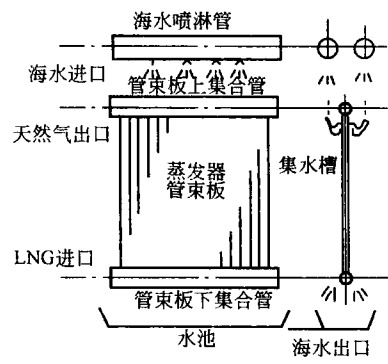


图 1-1-11 开架式水淋蒸发器结构示意图

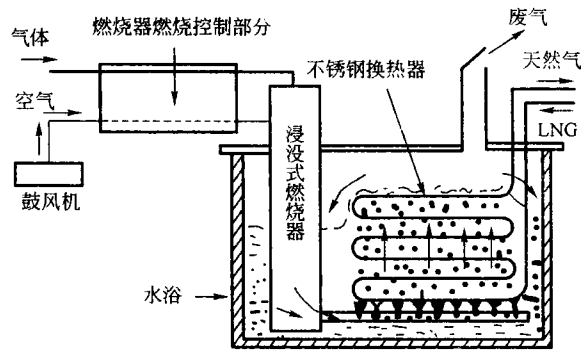


图 1-1-12 浸没燃烧式水淋蒸发器结构示意图

在低温下运行的蒸发气压缩机，对入口温度通常有一定限制。往复式压缩机一般要求为 $-160\sim-80^{\circ}\text{C}$ ，离心式压缩机为 $-160\sim-120^{\circ}\text{C}$ 。为保证入口温度不超限（主要是防止超过上限），故要求在压缩机入口设蒸发气冷却器，利用 LNG 的冷量保证入口温度低于上限。

(6) 储罐防真空补气系统。为防止 LNG 储罐在运行中产生真空，在流程中配有防真空补气系统。补气的气源通常为蒸发器出口管汇引出的天然气。有些储罐也采取安全阀直接连通大气的做法，当储罐产生真空时，大气可直接由阀进入罐内补气。

(7) 火炬/放空系统。当 LNG 储罐内气相空间超压，蒸发气压缩机不能控制且压力超过泄放阀设定值时，罐内多余蒸发气将通过泄放阀进入火炬中烧掉。当发生诸如翻滚现象等事故时，大量气体不能及时烧掉，则必须采取放空措施排泄。

(8) LNG 接收终端的消防系统，主要包括 LNG 码头的消防和 LNG 储罐区的消防。

(9) 生产辅助设施及公用工程，主要包括海水循环系统、火炬系统、电力系统和氮气系统。

第三节 国内外管道建设概况

一、国外油气管道的基本概况

1863 年，美国在宾夕法尼亚建成世界上第一条管径为 50.8mm、长度 3km 的铸铁输油管道，设置了三台油泵，后由于漏油问题得不到解决予以放弃。

1865 年，美国建成全长 9.6km、管径为 50.8mm 的熟铁原油管道，开始了现代意义上的油气管道历史。当年还建成了第一座铁路装油站，开始形成了以铁路运输为主的运输方式。

1928 年，苏联建成格罗兹内至图阿普赛焊接式钢制长输原油管道，揭开了现代管道工业发展的序幕。此后，世界上著名的大型管道相继建成。如美国的纵贯阿拉斯加原油输送管道，该管道全长 1277km，管径 1220mm，年输送能力 $5600\times 10^4\text{t}$ ；英国与欧洲大陆互连管

道（英国巴克顿至比利时泽布吕赫），全长 850km，管径为 1067mm，年输送能力为 $200 \times 10^8 \text{m}^3$ ；俄罗斯至土耳其输气管道，全长 1213km，俄罗斯路上平原管径为 1420mm，山区管径为 1220mm，海底管径为 610mm（双线），土耳其路上管径为 1220mm，年输送能力为 $160 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

到目前为止，全世界输油气管道总长度约 $230 \times 10^4 \text{km}$ ，其中石油管道长约 $70 \times 10^4 \text{km}$ ，天然气管道长约 $160 \times 10^4 \text{km}$ 。

二、我国油气管道概况

从 20 世纪 50 年代到 21 世纪，我国油气管道走过了一条从无到有，从有到有一定规模的发展道路。

1. 我国油气管道的发展历程

我国的油气管道运输为石油天然气工业的发展做出了巨大的贡献，并随着石油天然气的勘探开发和炼油化工的发展而兴起。

20 世纪 50 年代以前，我国在油气管道上基本是一片空白。新中国成立后，发现了克拉玛依油田，随着原油产量的增长，1958 年 12 月，建成了新疆克拉玛依油田至独山子炼油厂的第一条长距离原油管道，全长为 147.2km，管径为 159mm，从此开始了中国长距离油气管道建设的历史。

我国的油气管道建设经历了三个发展阶段。

（1）第一个发展阶段——20 世纪 70 年代，随着大庆、胜利、大港、辽河、华北、中原等油田的开发，油气管道建设形成了第一次发展高潮。

①原油管道。1970 年，开始筹建从大庆油田至辽宁抚顺的大口径、长距离原油管道（东北“八三”工程），是我国油气管道发展史上重要的里程碑。该工程历经五年，庆铁线、铁秦线、铁大线等管道相继建成投产，形成了国内第一个原油管网，连接了抚顺、锦州、锦西、大连各炼油厂和秦皇岛油港、大连新港。此后在近 20 年的时间里，国内又相继在华北、华东、西北等地区建设了秦京、鲁宁、东黄、中洛、马惠宁等十五条输油管道。此时，东部地区形成了一个较大的原油管网，其中华东地区原油管网又连接了山东黄岛油港和江苏仪征油港。从此，我国东北和华东地区基本形成了以管道输油为主、并与油港联运原油的格局。

②天然气管道。1973 年，国家引进了大型化肥装置和化纤装置，扩大了天然气资源利用的规模。大庆、胜利、辽河、大港等油田进行了供气配套工程的建设，使油田伴生气得以充分地利用。四川天然气管道建设较早且发展较快，到 1979 年，四川境内形成了从川东、川南到川西的南半环天然气管网。到 1987 年，又建成了从川东、川西的北半环干线，并与南半环连接，形成了国内第一个大型输气管网。管网连接了四川、重庆各气区的天然气资源与大中城市、各用户和云南、贵州天然气化工厂。

③成品油管道。1977 年，我国建成了青海格尔木至西藏拉萨的格拉成品油管道。管道全长 1080km，顺序输送 4 种油品 5 种型号的成品油。

（2）第二个发展阶段——“九五”计划和“十五”计划时期（1996—2005 年），随着塔里木盆地、吐哈盆地、准噶尔盆地、柴达木盆地、陕甘宁、四川等油气田的开发，我国油气管道建设形成了第二次发展高潮。

①原油管道。在 1996—2005 年期间，相继建成投产库鄯线、甬沪宁线等原油管道。

②天然气管道。在 1996—2005 年期间，输气管道发展迅速。2004 年，我国横贯东西的