



天然气管道 输送技术

(第二版)

黄春芳 任东江 陈晓红 钱东辉 主编

中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

天然气管道输送技术

(第二版)

黄春芳 任东江 陈晓红 钱东辉 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书阐述了天然气管道输送的基本原理和实用技术。主要介绍天然气的基本性质和管输气质要求；输气管道的水力、热力计算；管道储气与天然气管道工况分析与调整；输气管道事故工况分析；天然气管道运行与管理技术；输气管道检测仪表；管道腐蚀与防护技术；天然气管道使用的各种设备包括各种离心式压缩机和往复式压缩机、燃气轮机、阀和气液联动阀、分离设备、调压设备、计量设备、清管设备的原理、操作与维护技术以及故障和事故处理、人员救护方法，还简单介绍了输气管道仿真技术。

本书适合天然气管道、气体集输管道、燃气管道技术人员、操作人员阅读参考，亦可作为大、中专或技术院(校)油气储运专业和燃气工程专业的教材及企业员工培训教材。

图书在版编目(CIP)数据

天然气管道输送技术 / 黄春芳等主编. —2版.
—北京: 中国石化出版社, 2017. 4
ISBN 978-7-5114-4405-9

I. ①天… II. ①黄… III. ①天然气输送-管道运输
IV. ①TE832

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 048408 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址: 北京市朝阳区吉市口路9号

邮编: 100020 电话: (010) 59964500

发行部电话: (010) 59964526

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京科信印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 28.25 印张 2 插页 710 千字

2017 年 4 月第 2 版 2017 年 4 月第 1 次印刷

定价: 85.00 元

《天然气管道输送技术》

编辑委员会

主 编：黄春芳 任东江 陈晓红 钱东辉

编 委：（以姓氏笔画为序）

马 瑞	王亚萍	王志伟	王武艺	王建新
王品贤	王 涛	王海浩	毛志明	方 杰
尹峰哲	平广旭	田利男	冯 斌	吕海龙
任佳男	任 硕	刘 伟	刘 明	孙永刚
孙向东	孙茂树	芦 澍	杜义朋	杜照然
李九胜	李东泽	李 伟	李全朋	李迎祥
李玥珺	李朝明	杨文川	杨发富	杨 鹏
邱忠华	宋煜石	张大龙	张文静	张立双
张永生	张 俊	张培芳	张培盈	张 超
张 辉	陈 忱	邵 晖	林维伟	周 芳
周新军	郇述良	郎叶龙	孟祥鹏	赵天琦
赵丹丹	赵志伟	贾瑜华	顾 梅	徐伟良
徐晓毅	高 飞	高吉发	高思广	高凌云
黄兆亮	黄 炎	阎振奎	韩旭东	薛 义

前 言

《天然气管道输送技术》自 2009 年出版以来，受到广大读者欢迎。2016 年中国天然气管道里程已经达到 9 万公里，国家规划 2020 年长输管网(含支线)总规模达 15 万公里左右，逐步形成以西气东输(5 条线)、陕京线(3 条线)、川气东送、进口天然气管道为主干网络，链接各省的天然气管道，基本建成全国天然气管网。实现国产气与进口气，常规气与非常规气，管道气与 LNG 等不同气源联通。地下储气库与 LNG 调峰互补，实现多气源、多储气库与市场连接。逐步完善西北中亚、沿海 LNG、西南缅甸、东北俄罗斯天然气(规划中)四大进口通道，全面实现“西气东输、北气南下、海气登陆、就近供应”的国家管网格局。《天然气管道输送技术》的再版适应了天然气管道快速发展的需要。

《天然气管道输送技术》主要面向工作在天然气长距离输送管道、油气田集输管道和城市燃气管道中的操作、管理和技术人员。努力做到现场用什么、书中讲什么，管道操作与管理需要什么、本书介绍什么的原则。对国内外天然气管道的常用工艺和设备争取做到：看了本书可以进行简单操作；经过培训，可以上岗；经过系统学习，可以胜任输气生产管理；现场遇到的常见问题，可以在书中找到答案。

本书力求通俗易懂，密切联系实际。把重点放在培养具有实践能力的操作管理人员身上，主要介绍实际操作技术和技能。多数设备原理、结构、操作方法均来自实际和操作规范。本书理论部分以通俗语言讲解，同时保持部分章节有一定深度，不同层次人员可根据需要选修。

本书各章节互成系统，读者根据需要可选择不同章节学习。本书适合下列读者群：1. 输气(集输)、燃气管道岗位新工人，经过培训可以上岗；2. 有一定实践经验的输气(集输)、燃气管道操作人员，经过学习，可以深入地掌握岗位上的主要技术技能和技术理论；3. 输气(集输)、燃气公司技术人员，经过系统学完本书可以达到相当于油气储运和燃气工程专业大学毕业的专业水平，能够胜任一般输气管道设计、管理工作；4. 可作为油气储运专业和燃气工程专业的专业课教材；5. 新到输气单位的各类大学生利用本书可以迅速地将学校学到的理论知识和输气生产实际结合起来，很快地熟悉和胜任输气管理和操作。

本次修订的编写人员全部来自管道生产运行一线，对照新的国标对原书部分内容进行了修改，对书中的错误之处进行了修正，对书中部分描述和词句进行了优化，并增加了燃气轮机、事故现场处理和受伤人员救护、管道仿真技术、电气系统、常用阴极保护设备的操作维护等内容。其中燃气轮机部分由邱忠华等人编写，事故现场处理和受伤人员救护部分由中日友好医院黄炎编写，管道仿真技术部分由徐伟良编写，电气系统部分由赵志伟、孟祥鹏和张超等人编写，常用阴极保护设备的操作维护部分由马瑞和陈忱编写。

由于编者水平有限，现场设备技术又日新月异，书中缺点错误在所难免，诚恳希望使用本书的读者给予批评指正。

目 录

第一章 输气管道概述	(1)
第一节 输气工艺概述	(1)
第二节 输气站及设置	(6)
第二章 天然气性质与管输气质要求	(10)
第一节 天然气分类、特点与性质	(10)
第二节 气体状态方程	(17)
第三节 民用天然气性质和天然气管输气质要求	(22)
第四节 天然气水合物	(25)
第三章 输气管道的水力、热力计算	(28)
第一节 管内气体流动的基本方程	(28)
第二节 水平输气管道的基本公式	(29)
第三节 地形起伏地区输气管道的基本方程	(31)
第四节 水力摩阻系数与常用输气公式	(34)
第五节 输气管道压力分布与平均压力	(39)
第六节 复杂输气管道的计算	(41)
第七节 输气管温度分布和平均温度	(49)
第四章 管道储气与天然气管道工况分析与调整	(53)
第一节 管道末段储气	(53)
第二节 输气管道沿线的压气站布置	(56)
第三节 输气管基本参数对流量的影响	(57)
第四节 输气管道运行参数调整	(59)
第五节 输气管道事故工况分析	(62)
第五章 输气管道仿真技术	(64)
第一节 管道模拟仿真技术的发展	(64)
第二节 SPS 简介	(64)
第三节 SPS 仿真器主要模块及功能	(66)
第四节 天然气管道仿真模型的建立	(67)
第六章 天然气管道运行与管理	(74)
第一节 输气站的工艺流程及工艺流程图	(74)
第二节 输气站场运行与管理	(97)
第三节 输气管道安全管理与维护	(103)
第四节 事故现场处理和受伤人员救护	(107)
第七章 管道腐蚀与防护	(113)
第一节 金属腐蚀的基本原理	(114)

第二节	管道外壁防腐涂层	(124)
第三节	管路的阴极保护	(127)
第四节	牺牲阳极阴极保护	(143)
第五节	杂散电流的腐蚀及防护	(150)
第六节	阴极保护参数的测定	(162)
第七节	管道阴极保护的运行、维护与管理	(168)
第八章	电气系统	(179)
第一节	油气管道电气系统	(179)
第二节	太阳能在油气管道站场中的运用	(191)
第九章	输气阀门	(196)
第一节	阀门的分类及表示方法	(196)
第二节	常用阀门的结构特点及应用	(202)
第三节	节流截止放空阀	(219)
第四节	干线紧急切断阀的电液联动和气液联动	(221)
第五节	阀门的使用与维护	(229)
第十章	分离除尘设备	(237)
第一节	分离器概述	(237)
第二节	两相分离器的工作过程	(238)
第三节	两相分离器的外壳及内部构件	(243)
第四节	输气管道常用分离器	(245)
第五节	分离器操作、维护、保养	(253)
第六节	注缓蚀剂装置	(255)
第十一章	输气管道检测仪表	(257)
第一节	压力测量仪表	(257)
第二节	温度检测仪表	(261)
第十二章	天然气流量计量设备	(267)
第一节	标准孔板差压式流量计	(267)
第二节	涡轮流量计	(271)
第三节	超声波流量计	(277)
第十三章	输气管线的调压	(286)
第一节	调压器的结构和工作原理	(286)
第二节	国内大型天然气管道使用的 RMG 调压器及调压火车	(292)
第三节	长距离天然气管道常用调压器	(298)
第十四章	离心式压缩机	(314)
第一节	离心式压缩机的结构及工作原理	(314)
第二节	离心式压缩机的性能和串、并联	(340)
第三节	离心式压缩机组的运行	(345)
第四节	离心式压缩机的参数调节、日常维护和故障处理	(360)
第十五章	往复式压缩机	(368)
第一节	往复式压缩机的种类和型号	(368)

第二节	往复式压缩机的工作原理	(369)
第三节	往复式压缩机的结构与主要零部件	(370)
第四节	往复式压缩机的附属设备	(379)
第五节	往复式压缩机的使用	(387)
第六节	往复式压缩机的维护保养	(396)
第七节	往复式压缩机异常现象分析及故障排除	(400)
第十六章	燃气轮机	(405)
第一节	燃气轮机的结构及工作原理	(405)
第二节	燃气轮机的辅助系统	(413)
第三节	燃气轮机的喘振和预防措施	(418)
第四节	燃气轮机的维护和保养	(420)
第五节	燃气轮机的常见故障与分析	(422)
第十七章	天然气管道清管技术	(426)
第一节	天然气管道清管设备	(426)
第二节	输气管道清管操作	(434)
参考文献	(441)

第一章 输气管道概述

第一节 输气工艺概述

天然气的输送基本分为两种方式：一是液化输送，二是管道输送。

天然气的液化输送方式，是将从油气井采出的天然气在液化厂进行降温压缩升压，使之液化，然后分装于特别的绝热容器内，用交通工具如油轮、油槽火车、汽车等运至城镇液化天然气气化站，再经过管道输送给用户或者直接用交通工具和容器运送给用户，如图 1-1-1 所示。



图 1-1-1 液化天然气运输系统

在大气压下，冷却至约 -162°C 时，天然气由气态转变成液态，称为液化天然气 (Liquefied Natural Gas, 缩写为 LNG)。LNG 无色、无味、无毒且无腐蚀性，其体积约为同量气态天然气体积的 $1/600$ ，LNG 的质量仅为同体积水的 45% 左右，天然气的热值随组分不同略有差异，如广东 LNG 掺混少量空气燃烧后测得的低位热值在 $33.49 \sim 40.39\text{MJ}/\text{Nm}^3$ 之间。

天然气液化输送，首先应将天然气液化，而达到使天然气液化的低温条件很困难，工艺设备复杂，技术条件严格，投资也大，因此液化输送天然气的方式目前在天然气陆地运输采用得较少。对于高度分散的用量小的用户，在不便铺设输气管线的偏远山区，或铺设管线管理困难又不经济的地区，例如高寒山区等，天然气液化输送方式有其特殊的灵活性和适应性。

天然气液化后，其体积比气态天然气的体积缩小数百倍，这不仅给用交通工具输送带来方便，而且能比用管道输送极大地提高输送能力。在海底管道运距超过 1400km 或沿海管道运距超过 3800km 时，采用 LNG 船运的方式比管道运输的综合运输成本更低(包括天然气液化、储存、装卸及再气化的费用)。因此在沿海及跨海运输时，液化天然气船运的方式得到了广泛应用。

天然气的管道输送方式，是将油气井采出的天然气通过与油气井相连接的各种管道及相应的设施、设备网络输送到不同地区的不同用户。天然气管道输送方式输送的天然气输量大，给用户供应的天然气稳定，用户多、地域广、距离长、供应连续不断。因此管输天然气事业发展迅速，是目前天然气输送的主要方式。

长距离天然气输送源于 20 世纪 20 年代。1927 年至 1931 年，美国建设了十几条大型燃

气输送系统。每一个系统都配备了直径约为 51cm(20in)的管道,运送距离超过 320km。在第二次世界大战之后,建造了许多输送距离更远、更长的管线。管道直径甚至可以达到 142cm。19 世纪 70 年代初,最长的一条天然气输送管线在前苏联诞生。例如,将位于北极圈的西西伯利亚气田的天然气输送到东欧的管线,全长 5470km,途经乌拉尔山和 700 条大小河流。结果使世界最大的 Urengoy 气田的天然气输送到东欧,然后再送到欧洲消费。另外一条管线是从阿尔及利亚到西西里岛,虽然距离较短,但施工难度也很大,该管线管径为 51cm,沿途要穿越地中海,所经过的海域有的深度超过 600m。

我国天然气管道输送始于 20 世纪 50~60 年代,70 年代加快发展,90 年代以后随着西气东输(一线、二线)、陕京天然气管道(一线、二线)、忠武线、川气东送等一大批长距离输气管道的建设与投产以及沿线相继建成的环形输气干线,形成了与供电系统相似的集天然气采、输、供为一体的庞大输气网络系统,为经济的腾飞发挥着越来越大的作用。

一、天然气管输系统的基本组成

天然气管输系统是一个联系采气井与用户间的由复杂而庞大的管道及设备组成的采、输、供网络。一般而言,天然气从气井中采出至输送到用户,其基本输送过程(即输送流程)是:气井(或油井)—油气田矿场集输管网—天然气增压及净化—输气干线—城镇或工业区配气管网—用户。

天然气管输系统虽然复杂而庞大,但将其系统中的管线、设备及设施进行分析归纳,一般可分为以下几个基本组成部分,即:集气、配气管线及输气干线;天然气增压站及天然气净化处理厂;集输配气场站;清管及防腐站。天然气管输系统各部分以不同的方式相互连接或联系,组成一个密闭的天然气输送系统,即天然气是在密闭的系统内进行连续输送的。从天然气井采出的天然气(气田气),以及油井采出的原油中分离出的天然气(油田伴生气),经油气田内部的矿场集输气支线及支干线,输往天然气增压站进行增压后(天然气压力较高,能保证天然气净化处理和输送时,可不增压),输往天然气净化厂进行脱硫和脱水处理(含硫量达到管输气质要求的可以不进行净化处理),然后通过矿场集气干线输往输气干线首站或干线中间站,进入输气干线,输气干线上设立了许多输配气站,输气干线内的天然气通过输配气站,输送至城镇配气管网,进而输送至用户。也可以通过配气站将天然气直接输往较大用户。图 1-1-2 为天然气管输系统的示意图。

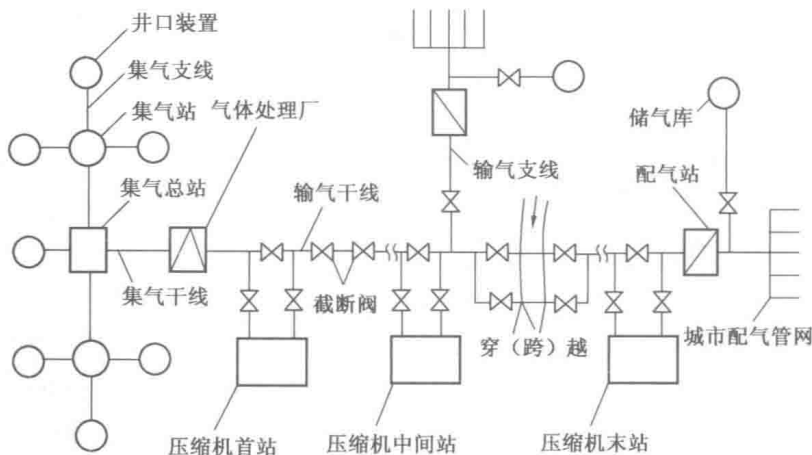


图 1-1-2 天然气管输系统示意图

二、天然气管输系统各组成部分的功能和作用

天然气管输系统的输气管线,按其输气任务的不同,一般分为矿场集气支线、矿场集气干线、输气干线和配气管线四类。

长输管道系统的构成一般包括输气干管、首站、中间气体分输站、干线截断阀室、中间气体接收站、清管站、障碍(江河、铁路、水利工程等)的穿跨越、末站(或称城市门站)、城市储配站及压气站。

与管道输送系统同步建设的另外两个组成部分是通信系统和仪表自动化系统。

矿场集气支线是气井井口装置至集气站的管线,它将各气井采出来的天然气输送到集气站做初步处理,如分离除掉泥砂杂质和游离的水,脱除凝析油,并节流降压和对气、油、水进行计量。

矿场集气干线是集气站到天然气处理厂或增压站或输气干线首站的管线。含硫天然气通过矿场集气干线送往天然气处理厂(压力较低的天然气要增压后再送往天然气处理厂);气质达到要求的天然气直接由集气站送往输气干线首站等(根据压力高低情况采取加压或不加压方式)。

集气站可分为常温分离集气站和低温分离集气站两种。集气站的任务是将各气井输来的天然气进行节流调压,分离天然气中的液态水和凝析油,并对天然气量、产水量和凝析油产量进行计量。

天然气处理厂,亦称天然气净化厂,它的任务是将天然气中的含硫成分和气态水脱除,使之达到天然气管输气质要求,减缓天然气中含硫成分及水对管线设备的腐蚀作用,同时从天然气中回收硫黄,供工农业等使用。

输气干线是天然气处理厂或输气干线首站到城镇配气或工矿企业一级站的管线。它将经过脱硫处理后符合气质要求的天然气,或不含硫已符合管输气质要求的天然气,由天然气处理厂或首站输往城镇配气站,或工矿企业一级输气站等。

输气干线首站主要是对进入干线的气体质量进行检测控制并计量,同时具有分离、调压和清管球发送功能。

输气管道中间分输(或进气)站其功能和首站差不多,主要是给沿线城镇供气(或接收其他支线与气源来气)。

天然气增压站的任务,是给天然气补充能量,将机械能转换为天然气的压能,提高天然气的压力。增压站除在输气干线首站前设置之外,还可根据输气工作的需要,在输气干线中设置一个或几个。当天然气输送至输气干线某段,压力较低而不能满足用户需要或影响输气能力时,可设置增压站,给天然气补充压能,以利输送和满足用户需要。对于油气井采出来的压力较高的天然气(或者从天然气干线分枝的城市管道天然气),由于靠天然气自身压力就能将气体输往末站,所以有时可以暂不设压气站。

输气管道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。为防止大用户用气的过度波动而影响整个系统的稳定,有时装有限流装置。

为了调峰的需要,输气干线有时也与地下储库和储配站连接,构成输气干管系统的一部分。与地下储库的连接,通常都需建一压缩机站,用气低谷时把干线气压入地下储库,高峰时抽取库内气体压入干线,经过地下储存的天然气如受地下环境的污染,必须重新进行净化处理后方能进入压缩机。

干线截断阀室是为了及时进行事故抢修、检修而设。根据线路所在地区类别,每隔一定距离设置。

输气管道的通信系统通常又作为自控的数传通道,它是输气管道系统进行日常管理、生产调查、事故抢修等必不可少的,是安全、可靠和平稳供气的保证。

通信系统分有线(架空明线、电缆、光纤)和无线(微波、卫星)两大类。

输气站与配气站往往结合在一起,它的任务是将上站输来的天然气分离除尘,调压计量后输往下站,同时按用户要求(如用气量、压力等),平稳地为用户供气。输气站还承担控制或切断输气干线的天然气气流,排放干线中的天然气,以备检修输气干线等任务。

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。由于一次清管作业时间和清管的运行速度的限制,两清管收发筒之间距离不能太长,一般在100~150km左右,因此在没有与其他站合建的可能时,需建立单独为清管而设的站场。

清管站除有清管球收发功能外,还设有分离器及排污装置。

防腐站的任务,是对输气管线进行阴极保护和向输气管内定期注入缓蚀剂,从而防止和延缓埋在地下土壤里的输气管线外壁免遭土壤的电化学腐蚀及天然气中的少量酸性气体成分和水的结合物对输气管线内壁的腐蚀。

一个完整的城市配气系统应包括:

(1) 配气站 配气站建于干线输气管或其支管的终点,其任务是接受输气管来的天然气,进行除尘、计量、调压、添味,然后把天然气送入配气管网,并保持管网必需的压力。配气站既是干线输气管的最后一站,又是城市配气系统的第一个建筑物。

(2) 配气管网 配气管网是城市内部输送和分配天然气的管网,它把天然气从配气站输送至各类用户。

(3) 各种类型的储气设施和储气库 为了调节用气的不均衡性,必须建设各种类型的储气设施。其中干线输气管末段和各种类型的储气站的主要任务是调节昼夜用气的不均衡性,而各种类型的储气库是调节季节用气不均衡性的主要设施。储气站常常与配气站合二为一,统称为储配站。

(4) 各类调压所 建于各级配气管网或某些专门用户之前,主要设备是调压器。它的任务是保持各级管网和用户的气体有一定的压力,从而满足各类用户的需要。

天然气管输系统是一个整体,一处发生故障,将影响全局,牵动着方方面面。因此,应认真履行职责,加强维护,规范操作,严格管理,以达到安全、平稳输供气。

三、输气工艺设计

输气管道的设计输送能力应按设计委托书或合同规定的年或日最大输气量计算,设计年工作天数应按350天计算。

进入输气管道的气体必须清除机械杂质;水露点应比输送条件下最低环境温度低 5°C ;烃露点应低于最低环境温度;气体中硫化氢含量不应大于 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

输气管道的设计压力应根据气源条件、用户需要、管材质量及地区安全等因素经技术经济比较后确定。

当输气管道及其附件已按国家现行标准《埋地钢质管道阴极保护设计规范》(GB/T 21448—2008)的要求采取了防腐措施时,不应再增加管壁的腐蚀裕量。

输气管道应设清管设施。有条件时宜采用管道内壁涂层。

输气工艺设计必须在掌握大量有关资料的基础上进行,这些资料包括:①气源情况,即气源的地理位置、气量、气质、天然气组分、压力以及近、远期发展规划,还应了解气源周围地区资源情况和沿线经过地区有无进气可能,以及气源的分年度开发方案;②沿线自然条件,包括沿线地形地貌、交通条件、水电供应条件、气象资料、工程地质、水文地质资料及沿线工农业发展现状和城镇发展规划;③用户情况和要求,包括供气的主要对象、用途、用气波动规律;用户对气质、气压及储气调峰的措施和要求;城市用气发展规划,有无其他补充气源;城市管网压力等级、储配站设置等。

当输送不符合管输气质量标准的气体时,应在工艺设计中采取相应的措施加以保护;但供给城镇作城市燃料气源的天然气,从安全和环保的角度考虑,硫化氢含量不允许超标。

由于气源和用户的负荷变化、气温变化以及管线系统的维修、事故、清管等原因,不可能始终是满负荷运行,因此确定管道的输送能力时,应留有9%~10%的裕量。当用户有特殊要求时,应按用户要求设计。

当供气城市还有补充气源时,干线末站的气体参数和站的设置应互相协调一致,以便发挥各自最大效能和优势。

输气管的工艺设计除满足正常输气的工艺要求外,还应考虑各种变工况运行的可能情况及快速有效的事故处理对策,以便把事故的损失和影响降到最低限度。

工艺设计应根据气源条件、输送距离、输送量及用户的特点和要求,对管道进行系统优化设计,经综合分析和技术经济对比后确定。

输气管道的工艺设计是根据任务要求和气源条件进行多方案比较的过程,首先是是否增压的问题。在增压输送的情况下,管径、压比、输气压力等之间存在某种函数关系,选取最佳参数要作计算和比较,根据以往经验和国外情况,输距在500km内,气源压力在4.0MPa以上时,可不考虑增压。

输气工艺设计通常包括以下内容:

- (1) 确定输气干线总流程和各站分流程;
- (2) 合理选择各站的进出口参数;
- (3) 确定各种站场的数量和站间距;
- (4) 确定输气管的管径和壁厚。

在有压气站时还要确定设计压力、最高输气压力和站压比。在确定输送压力时应充分利用气源压力,合理选择压气站的站压比和站间距。当采用离心式压缩机增压输送时,站压比宜为1.2~1.5,站间距不宜小于100km。

压气站特性和管道特性应协调,在正常输气条件下,压缩机组应在高效区内工作。压缩机组的数量、选型、连接方式,应在经济运行范围内,并满足工艺设计参数和运行工况变化的要求。

具有配气功能分输站的分输气体管线宜设置气体的限量、限压设施。

输气管道首站和气体接收站的进气管线应设置气质监测设施。

输气管道的强度设计应满足运行工况变化的要求。

输气站应设置越站旁通。进、出站管线必须设置截断阀。截断阀的位置应与工艺装置区保持一定距离,确保在紧急情况下便于接近和操作。截断阀应当具备手动操作的功能。

第二节 输气站及设置

输气站的主要功能包括调压、净化、计量、清管、增压和冷却等。其中调压的目的是保证输入、输出的气体具有所需的压力和流量；净化的目的是脱除天然气中固体杂质，以免增大输气阻力，磨损仪表设备，污染环境，毒害人体；计量是气体销售、业务交接必不可少的，同时它也是对整个管道系统进行自动控制的依据；清管的目的是通过发送清管器以清除管内积液和污物或检测管道的损伤；增压的目的是为天然气提供一定的压能；冷却是使由于增压升高的气体温度降低下来，保证气体的输送要求。根据输气站所处的位置不同，各自的作用也有所差异。

输气首站一般在气田附近，如果地层气压较高时，首站可暂不建压缩机。仅靠地层压力输到第二站甚至第三站，待气田后期气压降低后再适时投建压缩机。首站一般要进行调压、计量、除尘、发送清管器、气体组分分析等。

中间站主要进行气体增压、冷却以及收发清管器。但如果中间站为分输站时，也要考虑分输气的调压、除尘、计量等。

末站是输气站终点。气体通过末站供应给用户，因此末站具有调压、除尘、计量、清管器接收等功能。此外，为了解决管道输送和用户用气不平衡问题，还设有调峰设施，如地下储气库、储气罐等。

除此之外，各输气站内还具有流程切换、自动监测与控制、安全保护、污油储存与阴极保护等功能。

一、输气站设置原则

输气站位置是由水力计算初步确定后，经现场勘察最后决定的。各类输气站宜联合建设。各类站的工艺流程必须满足其输气工艺要求，并有旁通、安全泄放、越站输送等功能。除此之外，还应考虑如下几方面的问题：

(1) 输气站应尽可能设置在交通、能源、燃料供应、给排水、电信、生活等条件方便的地方，并和当地区域发展规划协调一致，以节省建设投资，便于经营管理和职工生活。但当输气站与工业企业、仓库、车站及其他公用设施相邻时，其安全距离必须符合《石油天然气工程设计防火规范》中的有关规定。

(2) 站址选择的结果要保证该站具有较好的技术经济效果，场地的大小既要满足当前最低限度的需要，又要保证为将来发展提供可能。各建筑物之间的间距应符合防火安全规定。

(3) 站址应选地势开阔、平缓的地方，便于场地排水。尽量减少平整场地土石方的工程量，节约投资。

(4) 站址的地貌应该稳定，具有较好的工程地质和水文地质条件，地势较平，土壤的承载能力一般不低于0.12MPa，岩层应该坚实而稳定，地下水位要较低，土壤干燥，避免建在易发生山洪、滑坡以及沼泽和可能浸水等不良工程地质段。

(5) 要重视输气站对周围环境的影响，注意“三废”的治理，进行环境保护，维护生态平衡。如果站址在河流的附近，应设在居民区的下游，并靠近已有的道路。

二、输气站的布置

输气站按工艺流程和各自功能可划分成许多区块，包括压缩机房、冷却装配区、净化除

尘区、调压计量区、清管器收发区、消防水池、储气(油)罐区、仪表控制间等。目前,为了减小输气站的占地面积和施工安装工作量,国内外大量采用撬装区块。其做法是将区块在工厂预制好运到现场,只须使底盘就位,连接管道就完成了区块的安装,这样既缩短了工期,又节省了投资。输气站的布置主要应考虑如下几方面:

(1) 各区及设备平面布置应满足工艺流程的要求,尽量缩短管道长度,避免倒流,减少交叉。

(2) 分区布置,把功能相同的设备尽量布置在一个装置区。

(3) 输气站与周围环境以及各设备间在遵照有关规定,保证所要求的防火间距的前提下,布置应紧凑,同时也要保证有消防、起重和运输车辆通行的道路和检修场地。

(4) 对于有压缩机的输气站,厂房内的压缩机一般成单排布置;若机组数量较多时,也可采用双排布置,以避免厂房过长而使巡回检查操作不便。双排布置时,之间应有足够的距离。对于大型压缩机组,还常常采用双层布置,使辅助设备和管道在一层,而二层为操作平台,这样可以减少占地,方便操作。

(5) 输气站除了有前面所述的生产区外,还应设置维修间和行政办公地,它们通常单独或与仪表控制室合并在同一建筑物内,并应与压缩机房保持一定距离,以减少噪声干扰。

三、输气管道的安全泄放

输气站应在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。

输气干线截断阀上下游均应设置放空管。放空管应能迅速放空两截断阀之间管段内的气体。放空阀直径与放空管直径应相等。

输气站存在超压可能的受压设备和容器,应设置安全阀。安全阀泄放的气体可引入同级压力的放空管线。安全阀的定压应小于或等于受压设备和容器的设计压力。安全阀的定压(P_0)应根据管道最大允许操作压力(P)确定,并应符合下列要求:

(1) 当 $P \leq 1.8 \text{ MPa}$ 时, $P_0 = P + 0.18 \text{ MPa}$;

(2) 当 $1.8 \text{ MPa} < P \leq 7.5 \text{ MPa}$ 时, $P_0 = 1.1P$;

(3) 当 $P > 7.5 \text{ MPa}$ 时, $P_0 = 1.05P$ 。

安全阀泄放管直径应按下列要求计算:

(1) 单个安全阀的泄放管直径,应按背压不大于该阀泄放压力的 10% 确定,但不应小于安全阀的出口直径;

(2) 连接多个安全阀的泄放管直径,应按所有安全阀同时泄放时产生的背压不大于其中任何一个安全阀的泄放压力的 10% 确定,且泄放管截面积不应小于各安全阀泄放支管截面积之和。

放空气体应经放空竖管排入大气,并应符合环境保护和消防安全要求。

输气干线放空竖管应设置在不发生火灾危险和危害居民健康的地方。其高度应比附近建(构)筑物高出 2m 以上,且总高度不应小于 10m。

输气站放空竖管应设在围墙外,与站场及其他建(构)筑物的距离应符合现行国家标准 GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》的规定。

放空竖管的设置应符合下列规定:

(1) 放空竖管直径应满足最大的放空量要求。

(2) 严禁在放空竖管顶端装设弯管。

(3) 放空竖管底部弯管和相连接的水平放空引出管必须埋地;弯管前的水平埋设直管段

必须进行锚固。

(4) 放空竖管应有稳管加固措施。

四、截断阀的设置

输气管道应设置线路截断阀。截断阀位置应选择在交通方便、地形开阔、地势较高的地方。截断阀最大间距应符合下列规定：

- (1) 以一级地区为主的管段不宜大于 32km；
- (2) 以二级地区为主的管段不大于 24km；
- (3) 以三级地区为主的管段不大于 16km；
- (4) 以四级地区为主的管段不大于 8km。

上述规定的阀门间距可以稍作调整，使阀门安装在更容易接近的地方。

截断阀可采用自动或手动阀门，并应能通过清管器或检测仪器。

五、输气站的设备、仪表及管线组成

一条输气干线上，建立了不同类型的站场，如增压站、防腐站、清管站、输气站等，它们分别承担着各自的任务。而输气站在输气干线上是数量最多的，它除了对天然气进行进一步的除尘、除水外，还承担着汇集和分配天然气的任务。在输气站中，天然气经调压和测算气量之后，输往用户。为了清除管线内的污物，输气站还承担着发送和接收清管球的任务（除在输气干线上单设清管站外，常将清管设备安装在输气站内）。输气站还承担着控制或切断输气干线的天然气气流，排放输气干线的天然气，以便某段输气干线检修的任务。

输气站要完成上述种种任务，得依靠站内安装的用途不同的设备、仪表及管线。输气站的设备、仪表、管线主要有以下几种：

(1) 压缩机 用来给气体增压提供能量，使气流能够沿管路输送。

(2) 除尘分离设备 用来分离天然气中少量的液态水、砂粒、管壁腐蚀产物等杂质，保证天然气的气质要求。一般站场都应设除尘分离设备，清管站由于清管时脏物较多，为防堵塞不应使用过滤分离器。压气站周围因压缩机对粉尘颗粒大小及含量要求极高，宜选用过滤分离。其他站场视具体情况而定。

(3) 计量设备 在输气干线的进气、分输气、配气管线上以及站场自耗气管线上应设置气体计量装置，必要时还要设气质检测仪表，有气体输出的还需设限流阀。流量计的量程范围应能覆盖最大工况波动范围，为了计量的准确性，可装设两个或多个流量计，以适应不同流量下运行的要求。

(4) 调压设备 调压装置应设置在气源来气压力不稳定且需控制进出站压力的管线上。在分输气及配气管线上以及需要对气体流量进行控制和调节的管段上，配气站应对不同用户管线分别装设调压阀。调压阀最好选用自力式（即利用天然气本身压力能）的调压阀，通常安装在计量装置前。当计量装置之前安装有调压装置时，计量装置前的直管段设计应符合国家有关标准的规定。

(5) 清管设备 用来进行清管作业，发送和接受清管器，清除管中污物。清管设施宜设置在输气站内。为了避免大量气体放空，应采用不停气密闭清管流程，清管站和进出口管道上需装设清管球通过指示器，应按清管自动化操作的需要，在站外管道上安装指示器，并能将指示信号传至站内。清管器的选择应根据清管作业的目的来决定，清管器收发筒的结构应能满足通过清管器或检测器的要求。应根据清管器的尺寸及转弯半径来确定收、发放筒的长度