

输气工人读本

四川省石油管理局输气管理处编

石油工业出版社

输气工人读本

四川省石油管理局输气管理处编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以我国目前已投产的长距离、大口径天然气输气干线的基本情况为出发点,较系统地介绍了我国天然气的管道输送技术。全书共分七章,分别对天然气的组成和主要性质以及气态方程;管道输送对天然气性质的要求以及脱水、脱硫的方法;输气站场的设备及其管理;天然气流量、压力、温度的测量及仪表;输气干线的生产管理、管道的阴极保护以及输气安全等技术均作了介绍。

本书主要供输气工人阅读,也可供革命干部及技术人员参考。

输 气 工 人 读 本

四川省石油管理局输气管理处编

*

石油工业出版社出版

(北京和平里七区十六号楼)

上海商务印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

开本787×1092 1/32 印张14 5/8 字数322千字 印数1—16,150

1979年2月北京第一版 1979年2月北京第一次印刷

书号 15037·2010 定价 1.00 元

限 国 内 发 行

目 录

概述	1
一、天然气开发利用的发展简况	1
二、天然气的开采	2
三、天然气的矿场集输	4
四、天然气的运输与储存	8
五、天然气的用途	10
第一章 天然气的主要性质	12
第一节 天然气的组成	12
第二节 天然气的主要性质	12
一、分子量	12
二、重度、密度、比重	15
三、粘度	16
四、膨胀性与压缩性	18
五、湿度	18
六、燃烧热值	20
七、爆炸性	20
八、天然气的临界状态	23
第三节 气态方程式	25
一、天然气的计量单位及标准条件	25
二、气态方程式	25
三、天然气的压缩系数	27
第二章 天然气的净化	31
第一节 气质要求	32
第二节 天然气的脱水	33

一、脱水方法	33
二、甘醇脱水	36
三、硅胶脱水	49
第三节 天然气的脱硫	50
一、直接氧化法	50
二、化学吸收法	51
三、物理吸收溶剂—环丁砜脱硫法	54
第三章 输气站的设备及管理	56
第一节 输气站的工艺流程	57
一、输气管线起点站工艺流程	57
二、输气管线终点站工艺流程	58
三、典型输气站工艺流程	59
第二节 输气站的设备	62
一、阀门	62
二、自力式压力调节器	97
三、分离器	106
四、清管收、发球筒	118
五、站场加热系统	122
六、站场常用管子及管件	123
第三节 输气站设备的管理	147
一、站场设备管理要求	147
二、站场设备的维护保养	149
第四章 天然气的流量、压力、温度测量仪表	163
第一节 天然气的流量测量	164
一、压力降法测量天然气流量的原理	165
二、实用流量计算公式	166
三、环室式取压标准孔板节流装置技术要求	192
四、流量测量记录仪表——双波纹管差压计	209
五、天然气流量测量节流装置设计计算有关问题	232

六、流量测量的误差及其影响因素	241
第二节 天然气的压力测量	244
一、压力测量单位和种类	244
二、压力测量仪表的分类	245
三、输气站常用的压力测量仪表	246
第三节 天然气的温度测量	259
一、温度及温标	260
二、温度测量仪表的分类	261
三、输气站常用的温度测量仪表	261
第五章 输气干线的生产管理	271
第一节 天然气输送系统的组成	271
一、输送系统	271
二、天然气输送管线的分类	272
三、输气干线的一般情况	272
第二节 输气管线的一般工艺计算	279
一、一般工艺计算	279
二、一般输气管流量计算公式的分析	283
三、输气管线工艺计算例题	284
第三节 输气干线的建造与投产	288
一、线路的选择要求	288
二、输气管线的施工程序	289
三、输气干线施工中的配合与质量要求	290
四、输气管线的吹扫试压	294
五、输气干线的投产工作	298
第四节 输气干线的管理	300
一、技术管理要求	300
二、输气干线的运行	301
三、输气干线的巡逻检查	313
第五节 输气管线线路构筑物的管理和维护保养	325
一、线路阀室	325

二、分水器	326
三、线路堡坎与护坡	329
四、水下穿越管线	331
五、架空跨越管线	339
第六节 输气管线的事故抢修	347
一、管线维修队伍的配置	347
二、抢修的施工方法	348
三、加强组织领导,密切配合,迅速抢修	352
第七节 输气管线的通球清管工艺	354
一、通球清管的目的	354
二、清管工具	354
三、正常输气情况下球的运行规律	358
四、通球工艺参数的选择与计算	359
五、球运行中可能出现的故障和处理	364
六、多球清管技术	366
七、生产通球情况下,中途用户用气的处理方法	366
八、通球操作要点	367
九、关于投产前的空管通球	369
十、加强组织领导,做好准备工作	370
第八节 压气站(加压站)	371
一、压气站的选择	372
二、压气站的工艺流程	374
三、压气站输送量的调节方法	377
第六章 地下输气管线的腐蚀与防腐	381
第一节 地下金属管线的土壤腐蚀	381
一、腐蚀原因	381
二、影响腐蚀过程的因素	384
三、腐蚀规律	386
第二节 地下金属管线沥青绝缘层防腐	386
一、防腐绝缘层性能要求	386

二、防腐绝缘层材料	387
第三节 地下金属管线的阴极保护	390
一、原理	390
二、阴极站的站址与设备选择要求	391
三、常用直流电源设备的原理、结构与操作	395
四、阴极保护的基本参数与测量方法	412
五、阴极保护站的生产管理	422
第四节 输气管线的内腐蚀与防腐	425
一、内壁腐蚀的原因	425
二、影响腐蚀的主要因素	426
三、内壁防腐措施	427
第五节 管线的腐蚀调查工作	429
一、管线外壁腐蚀调查	429
二、管线内壁腐蚀调查	430
三、管壁超声波测厚仪的使用	431
第七章 输气安全技术	435
第一节 防火	435
一、天然气火灾的危险性	435
二、防火措施	435
三、常用灭火剂及消防器材	439
第二节 防爆	447
一、常见的爆炸现象及原因	448
二、防爆措施	448
三、测爆仪器的使用	453
第三节 防毒	455
一、输气生产中常见的中毒现象	455
二、防毒措施	457
三、急性中毒的现场急救原则	459

概 述

一、天然气开发利用的发展简况

天然气是埋藏在地下的一种可燃气体，我国天然气资源十分丰富，勤劳勇敢的我国人民很早就发现和利用天然气。据历史记载，在二千二百多年前（战国末期），在现今四川双流县一带就开始钻井取盐，在一千八百多年前（东汉时期），我国人民在四川邛州（即现在的邛崃县）一带钻成了天然气井，开始用竹管输送天然气。四川约在六百多年前（宋末元初）开始大量利用天然气熬盐，约在一百七十多年前（清代中期）自贡市自流井气田已经开发，在当地兴起了天然气开采和制盐工业。而在国外直到公元1820年左右，才开始开发和利用天然气。

但是，在解放前一百余年来，由于帝国主义的侵略和历代反动统治阶级的腐败无能，天然气的开采业已是气息奄奄，输气工业就根本没有。

毛主席教导我们说：“只有社会主义能够救中国。”解放后，在中国共产党和毛主席的英明领导下，广大石油工人高举毛泽东思想伟大红旗，以阶级斗争为纲，独立自主，自力更生，艰苦奋斗，奋发图强，在短短的时间内发现和开发了不少大中小型油气田，在石油工业高速发展的同时，天然气工业也大规模地建立起来，天然气的产量比解放前增长几百倍，1962年我国第一条大型输气管线——巴渝输气管线在四川建成投产。

近十年来,天然气工业有了突飞猛进的发展,高压、大口径、长距离输气管线在许多省、市不断建成投产,强大的天然气流由各油气田源源不断地输送到许多城市、工厂,管线输气量比文化大革命前增长几十倍,标志着我国天然气工业已进入到一个崭新阶段。

输气干线是沟通油、气田与国民经济其它各部门的强大动脉。输气工人的任务是将天然气输送到城市、工厂,我们一定要力争减少输耗,提高质量,多输气,安全平稳供气,为我国的社会主义革命和建设事业,作出更大的贡献。

二、天然气的开采

天然气是如何形成、开采出来的呢?

天然气与石油是兄弟,它们往往是伴生的。我们输送的天然气,有的是纯气田气井开采的,有的是油田油井生产的石油伴生气。

关于油、气的生成,多数人认为天然气与石油是有机物生成的。是古代的生物(动物和植物)在一定的环境下变成的。在若干万年前,地球上的动植物,特别是生长在浅海及其边缘、河流入海处、湖泊和沼泽等地方的动植物,随着地球的演变和自然环境的变化,逐渐死亡并被泥砂等沉积物所埋藏而与空气隔绝,在缺乏氧的沉积环境中,加之受地层压力、温度、放射线、催化剂等复杂的物理化学作用,细菌对有机质进行发酵分解作用,逐步转化成天然气与石油。

生成天然气和石油的地层叫生油层,在生油层中生成的天然气和石油开始是零星分散的,后来由于生油层上的沉积层越来越厚,重量增大,使生油层不断受到压缩,加上地壳运动等各种因素,使其中的水及生成的油、气被挤压出来,流向生油层上、下邻近具有良好孔隙或裂缝的地层中,这种具有良

好孔隙或裂缝,能储存油、气的岩层叫做储油层,储油层上必须要有不渗透的岩层作为盖层才能使油、气保存下来.在储油层中,当携带分散状油、气的地下水流遇到了遮挡物,流速减慢并处于相对停止状态时,此时比重不同的油、气上浮并逐渐聚集而形成油、气藏,促使油、气由分散到聚集的遮挡称为圈闭,背斜、断层等等都可以形成圈闭.如果单一的圈闭被石油占据就叫油藏,若被天然气占据就叫气藏.在一个油气藏内,油、气、水是按比重分布的,气在上部,油在中部,水在下部.如图 0-1,图 0-2 所示.

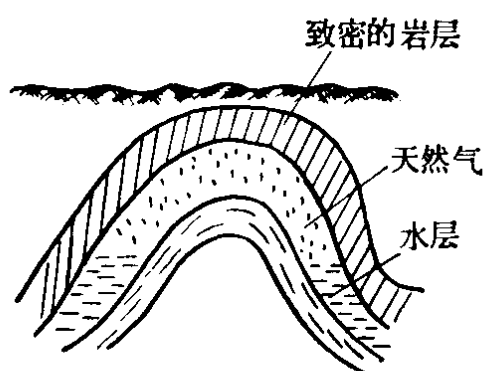


图 0-1 背斜构造气藏示意图

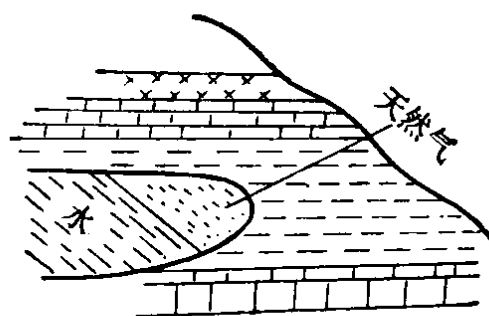


图 0-2 岩性尖灭构造气藏示意图

一般适于储油气的地层有孔隙性或裂缝性砂岩、石灰岩、白云岩、珊瑚礁、贝壳灰岩及有裂缝的其它岩石.泥岩、页岩、致密砂岩和石灰岩等不渗透的岩层都可以作为盖层.

天然气和石油埋藏在地下几百米至几千米深,把天然气和石油开采出来必须打井,在一般情况下采油采气井都下有钢套管,在套管与井壁之间用水泥固结,以防止井壁坍塌及地层间气、水窜漏.套管内又下入比套管直径小一些的钢管,一般称为油管,通过油管采气(油)主要是为了保护套管,便于排出井底积液和进行其它作业.油气井井身结构的复杂程度,决定于油气田地质复杂情况与井的产量高低,一般下有一层表

层套管，直径在 6~8 英寸范围，套管内下有油管，直径在 $2\frac{1}{2}$ ~4 英寸范围，油管悬挂在采油树的油管头上。在地面

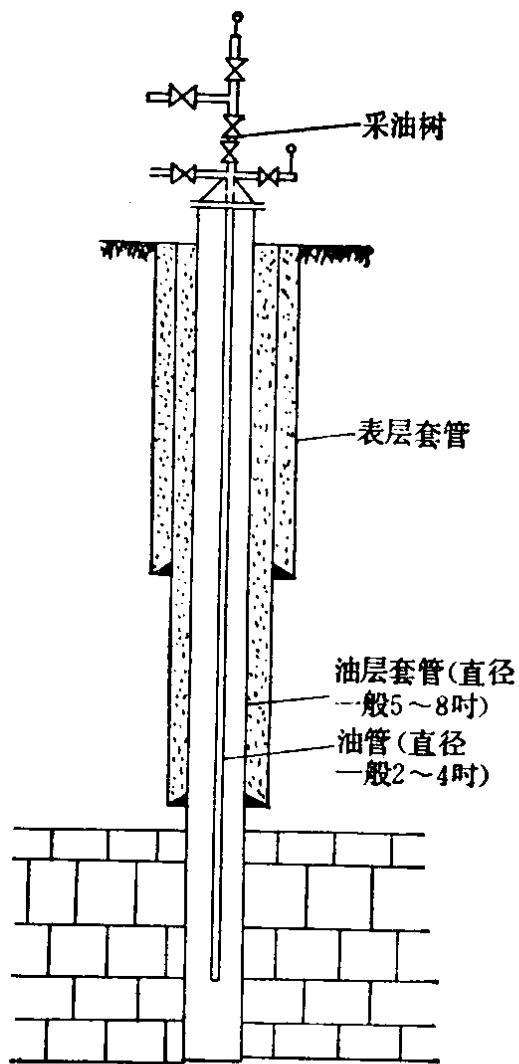


图 0-3 气井井身结构图

控制油气井的设备是一套四通(三通)、闸门、针形阀(或油嘴)、压力表组成的井口装置，常称之为采油树。油气井井身结构如图 0-3 所示。

地下天然气本身具有一定压力，所以气层(油层)中的天然气是靠本身的能量流入井底，而后进入油管升到地面来的。

三、天然气的矿场集输

天然气由气(油)井采出，经采油树、集气(油)管线输至集气(油)站，进行降压、分离和计量后输往天然气净化厂脱硫脱水，达到管输气质要求后输往输气干线或用户。当气(油)井的压力降低时，还必须在集

气(油)站之后，经压气站加压后输往净化厂处理，然后输往输气干线。

天然气的矿场集输流程分油田集气与气田集气。

油田伴生气常用以下两种流程

一种是“串糖葫芦”流程。其特点是单井进行油、气计量与加热，多井串联，混输进站(转油站)，进站后进行油气分离、脱水等作业，脱气脱水后的净化原油用泵送往油库。脱水后

的天然气送往压气站加压或直接送往用户。

还有一种是单井进站集中计量的油气集输流程。其特点是油井采出的油气单独进入计量站,进行油气水分离,分别计量。分离后的原油进油罐,经加热后泵往转油站。分离后的天然气,当压力较高时(采用高压集输)可直接输往脱水站脱水后输往输气干线,压力低时输至压气站,经加压、脱油、脱水后输往输气干线。

对于气田开采的天然气,一般采用多井集气放射状管网流程。即单井高压进集气站,集中控制、分离和计量。多井集气站流程有常温及低温分离两种,各自特点介绍如下:

气田多井集气站常温分离流程

流程如图 0-4 所示。

气井开采出来的高压天然气,自采油树流出,经高压集气管线输到集气站,先经一级分离,在高压状态下分离从气井带出的游离水等,然后用角式节流阀降压,再经分离、计量后输走。由于随着天然气的节流降压和降温,出现游离水,这种游离水易于形成冰及水化物堵塞,为此利用锅炉和套管式换热器在密闭自动循环系统中加热经一级分离之后的天然气,天然气加热后再节流降压至管输要求压力,分离器一般使用重力式、旋风式或重力旋风联合式分离器。

气田多井集气站低温分离流程

流程如图 0-5 所示。

为了达到深度脱除天然气中的凝析油和饱和水,可采用低温分离流程。它的工艺程序大体与常温分离相同,只是采用注入防冻剂——乙二醇控制水化物的形成与防冻,而不用加热法。天然气先经一级分离,在高压状态下分离从气井带出的游离水,然后将一定量的乙二醇通过高压比例泵送至混合室,

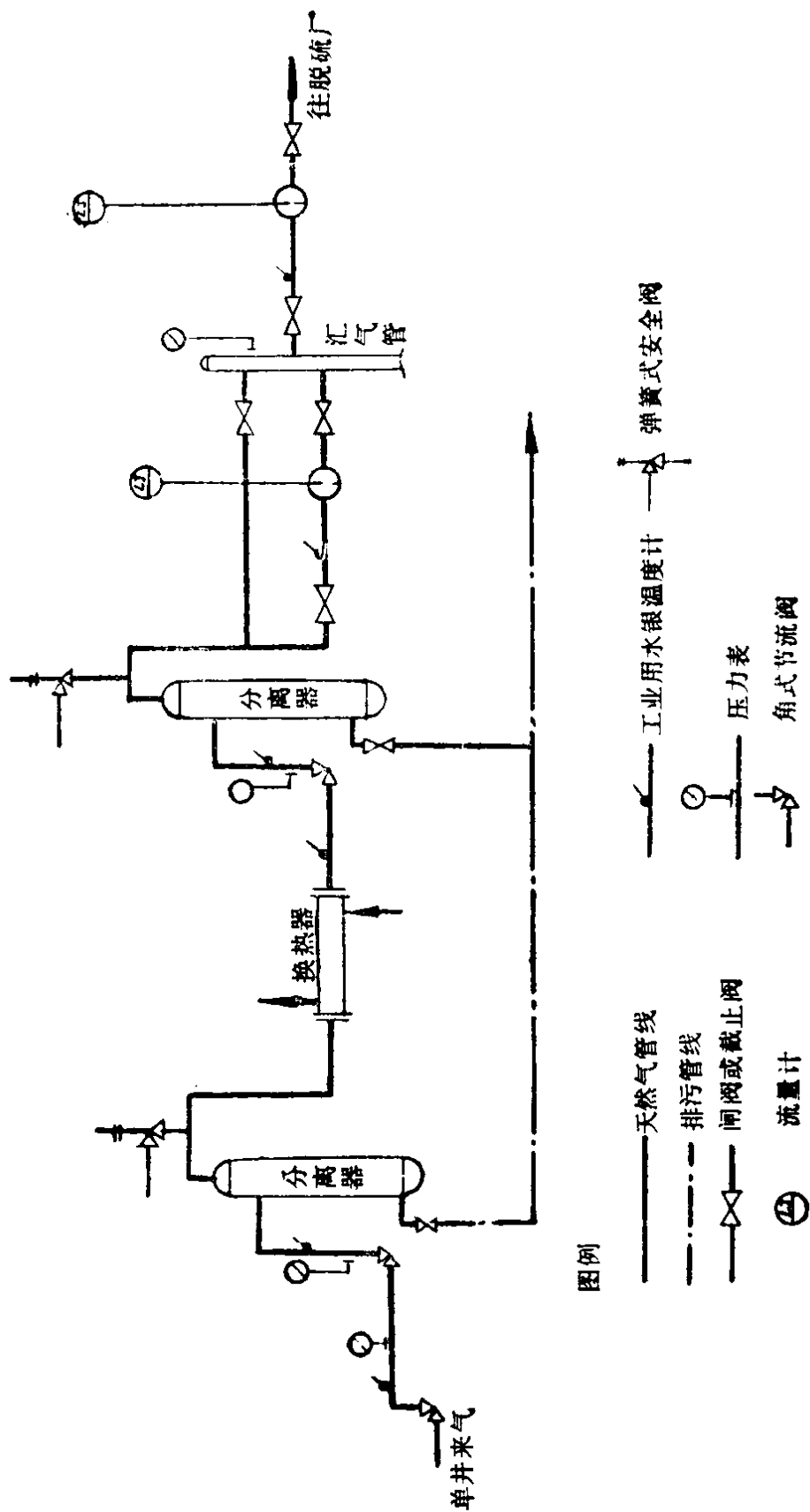
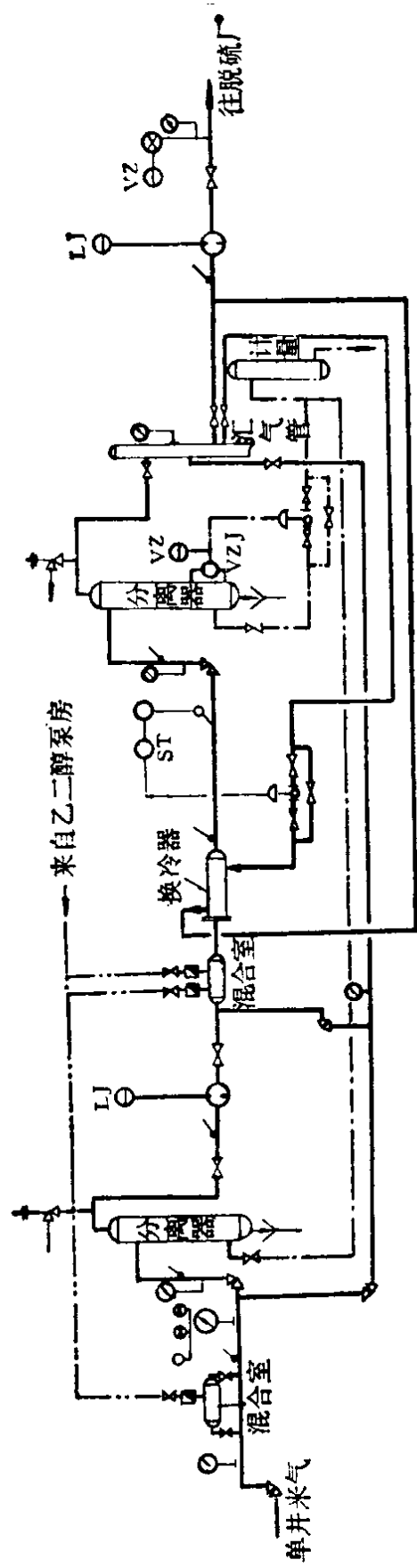


图 0-4 气田多井集气站常温分离流程图



图例

- | | | | |
|----------|---------------|------------|----------|
| —— 乙二醇管线 | —— 热电阻 | ST ○ 通路控制板 | —— 薄膜调节阀 |
| —— 精细过滤器 | WJT ○ 温度记录调节器 | VZ ○ 压力指示器 | |
| —— 凝析油管线 | VZJ ○ 液位挡水调节器 | ⊗ 变送器 | |

图 0-5 气田多井集气站低温分离流程图

经过喷嘴喷成雾状液滴与天然气混合,通过混冷器预冷后,节流形成低温,把天然气中的凝析油,水份凝析出来,通过分离器排出.干天然气经计量后输往净化厂或输往输气干线.

四、天然气的运输与储存

天然气的远距离输送,目前只有两种方式,即管道输送和液化气运输.

根据天然气的物理性质和特点,管道输送是最好的输送方法.为了提高管道输气能力,一般都采用大口径(管径在500毫米以上),并提高输气压力(压力在40公斤/厘米²以上).为此,在设备上多采用高效压缩机(如燃气轮机-离心式压缩机组),管材上多采用高强度薄壁管.在管道输送中天然气的收集、运输和分配联系十分密切,起点压气站往往直接与矿场的集气管网相连,终点配气站直接与城市的配气管网相连,城市的天然气供应依靠输气干线终点的压力输送.当气(油)田压力较高时,甚至可晚建起点压气站,依靠气层压力将天然气输送一段距离,故实际上气田集气管网、输气干线和终点城市配气管网三者天然气流动过程中,是一个统一的整体,其工作压力及输气量互相影响,任何一个环节出了故障都将使天然气供应工作中断,给用气地区带来严重损失.因此在生产管理中,应注意这一特点并采取预防措施.

管道输送天然气的输送量大,而且供应稳定,因而目前在输气工业中占绝对优势.但是建设输气管线所消耗的钢材毕竟太多,如建设一条长一百公里,直径720毫米的输气管线,则需用钢材近二万吨,特别是在某些地区敷设管线又受地理位置与地形的限制(如产气区与主要用气区之间隔着大海),因而出现了天然气液化输送方式,由液化气工厂将天然气在高压低温下压缩成液态,其体积缩小六百余倍,并在零下162℃

常压下储存, 装在特制绝热的油轮、油槽火车及汽车中运输。

用长距离管线输送液化天然气的工作正在试验中, 以取得更高的输送能力。

随着大型输气干线的建设, 城市的供气量日益增长, 由于大量工矿企业和人民生活用气量的不均衡性, 造成日夜和季节性供气量很不平衡, 高低峰负荷相差很大, 为了调节输气量, 使不平衡达到相对平衡, 充分发挥管线的输气能力, 并预防管线突然事故而断气, 保持常年不断的安全平稳供气, 常在输气干线沿线, 特别是用气集中地区, 修建储气库。

天然气储气库通常采用以下几种方法:

1. 地下储气库;
2. 埋地管束高压储气;
3. 天然气液化储存;
4. 地面低压储气柜。

地面低压储气柜目前仅用于个别工厂储存少量气。埋地管束高压储气的储气容量有限, 解决不了城市供气调节量, 也只能用于个别工厂储存。天然气液化储存投资大, 因而在找到有利地质条件时, 大多采用地下储气库, 这种储气方式储气量大也比较经济。

地下储气库主要有三种类型:

1. 枯竭气田地下储气库: 利用已开采完毕的油气田储气, 由于这种储气方式最方便也最经济, 因而应用得最多。

2. 含水层地下储气库: 利用孔隙性含水层进行储气, 通常选择具有足够面积和厚度, 并在其上有良好不渗透盖层的砂岩或砂层用来储气。

3. 盐岩穴储气库: 盐岩穴可分为天然盐穴和人造盐穴两种, 天然盐穴较少, 人造盐穴是通过向盐岩层注入新鲜水, 并