

# 西气东输管道工程介绍(上)

吴 宏

(西气东输管道公司)

吴宏. 西气东输管道工程介绍(上). 天然气工业, 2003; 23(6): 117~122

**摘 要** 向中国东部经济发达地区提供天然气的“西气东输”工程的输气管道,是目前中国距离最长、管径最大、压力最高、输量最大、投资最高的输气干线。文章在对工程概况进行说明后,详细介绍了该管道工程的干线设计,其中包括:设计压力与管径优化选比,压气站增压系统优化,内涂层减阻技术使用,调峰,以及长江、黄河的穿越等。同时,还介绍了包括流量计计量、标定,自动化控制和信息、通讯等技术在内的整个输气工程的调度管理系统。从而全面地展现了“西气东输”工程的整体面貌和技术水平,在工程中使用的技术有很多在国内尚属首次应用。最后,还对今后的工作提出了建议。

**关键词** 西气东输 管道工程 干线管道 管线设计 管道敷设 管道穿越 自动控制

## 西气东输管道工程概况

## 设 计

西气东输管道工程横贯我国东西,起点是新疆塔里木的轮南,终点是上海市西郊的白鹤镇。管道干线自西向东途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏和上海市等 9 个省、区、直辖市。干线管道全长约 3 900 km,支线管道总长近 2 000 km,向我国东部 4 省 1 市供气。西气东输管道的大型用户共有 40 家,涉及工业、民用和发电。干线管道的设计输量  $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ,设计压力 10.0 MPa,管径 1 016 mm,壁厚 14.6~26.2 mm,材质 X70 钢。干线管道穿跨越长江 1 次、黄河 3 次、淮河 1 次,其他大型河流 8 次,共需建设陆上隧道 15 条,修建伴行公路近 1 000 km。管道干线共设工艺站场 35 座,线路截断阀室 138 座。

工程于 2002 年 7 月 4 日开工,2003 年底建成靖边到上海段,先期输送长庆气田天然气,2005 年上半年全线贯通,输送新疆塔里木气田天然气。

整个西气东输工程,包括上游气田开发、中游管道建设、下游市场开发总投资估算约 1 500 亿元,其中管道部分的投资约为 435 亿元。西气东输管道工程是中国目前距离最长、管径最大、输气量最大、压力最高、施工条件最复杂、投资最高的天然气管道,工程以其宏大的建设规模而被举世瞩目。

### 1. 输气工艺优化设计

#### (1) 设计压力与管径优化比选

迄今我国已建成的陆上长距离输气管道的最大工作压力为 6.4 MPa,管径未超过 660 mm。而国际天然气管道的发展趋势则是采用高强度、高韧性管材、大口径、高压输送,表 1 列出了国外几条先进的大型输气管道概况。

对于大输量管线,最好的节能方法是采用高压输送,因为压力愈高,气体密度愈大,因而流速减小、摩阻减少。西气东输管道  $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  的设计输量、10 MPa 设计压力、1 016 mm 管径的工艺设计已处于世界大型输气管道之列。

西气东输管道工程在可行性研究(简称“可研”)中,对输送压力、管径和管壁粗糙度进行了充分的论证,对 6.4 MPa、8.4 MPa、10.0 MPa、12.0 MPa 四种输送压力,Ø114 mm、Ø165 mm、Ø1 016 mm、Ø1 067 mm 和 Ø1 118 mm 五种管径输送方案进行了比选。下面仅列出最具代表性的两组数据进行说明:表 2 是 8.4 MPa 设计压力下,不同管径输气工艺方案的投资比较;表 3 是 10 MPa 设计压力下,不同管径输气工艺方案的投资比较。

**作者简介:** 吴宏,1958 年生,高级工程师,硕士研究生,现任西气东输管道公司副总经理。地址:(100724)北京市西城区六铺炕街 6 号。电话:(010)62095098。

表1 国外几条先进大型输气管道概况

名称	投产时间	长度(km)	设计输量(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)	设计压力(MPa)	管径(mm)	材质
美国克恩河—莫哈维输气管道系统	1993	1 700	114	8.27	914/760/1070	API5L—X70
德国赫尔纳—施吕腾输气管道	1993	260	—	9.8	1 219	API5L—80
阿尔及利亚—意大利洲际输气管道复线	1996	2 200	1 250(原设计输量),2 600(敷设复线扩建后输量)	—	1168/1067/1219	—
马格里布—欧洲输气管道(GME)一期工程	1996	1 327	80	7.0(阿尔及利亚段),8.0(摩洛哥、西班牙段)	1 219(陆上部分)	API5L—X70
Alliance 管道	2000	2 988	136	12.0	914(输气干线) 1 067 集气干线	API5L—X70
Vector 管道	—	560	103	7.0	1 067(新建管道) 914(原管道)	API5L—X70

表2 8.4 MPa 设计压力下不同管径方案经济性比较

序号	内容	方案1	方案2	方案3	方案4
1	管径(mm)	965	1 016	1 067	1 118
2	压比	1.25	1.25	1.25	1.25
3	粗糙度(μm)	10	10	10	10
4	压缩机站数(座)	35	25	19	13
5	计算功率(MW)	395.92	278.03	196.26	145.88
6	耗气量(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)	9.98	7.01	4.95	3.68
7	耗钢量(10 <sup>4</sup> t)	132	147	161	171
8	线路投资(亿元)	175	191	215	234
9	站场投资(亿元)	113	77	59	42
10	年直接操作成本(亿元)	18.3	16.24	15.52	15.01
11	费用现值(亿元)	294.66	275.20	278.54	279.95

表3 10 MPa 设计压力下不同管径方案经济性比较

序号	内容	方案1	方案2	方案3	方案4
1	管径(mm)	965	1 016	1 067	1 118
2	压比	1.25	1.25	1.25	1.25
3	粗糙度(μm)	10	10	10	10
4	压缩机站数(座)	22	16	12	9
5	计算功率(MW)	256.74	182.53	142.64	109.21
6	耗气量(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)	6.47	4.60	3.6	2.75
7	耗钢量(10 <sup>4</sup> t)	147	162	178	197
8	线路投资(亿元)	187	205	231	252
9	站场投资(亿元)	72	52	39	30
10	年直接操作成本(亿元)	16.6	14.68	14.74	14.78
11	费用现值(亿元)	266.04	261.98	274.44	284.67

从表2可看出8.4 MPa设计压力下Ø1 016 mm管径设计方案的投资最小。

从表3可看出,10.0 MPa设计压力下,Ø1 016 mm管径设计方案的投资最小。

结合表2、3可看出,10 MPa设计压力、Ø1 016 mm管径方案的投资最低。尚需说明的是,虽然12 MPa设计压力,Ø14 mm管径方案的投资略低于10 MPa设计压力、Ø1 016 mm管径方案的投资,但考虑到西气东输管道输量有增输至180 ×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a的远景规划,如果通过增设压气站的方式提高管道的输量,Ø14 mm管径的经济性要比Ø1 016 mm管径的经济性差得多。加之目前国内尚不能轧制用以制作设计压力为12 MPa、管径为Ø14 mm输气管线的卷板,故最终确定采用10.0 MPa输送压力,Ø1 016 mm管径的输送工艺方案。

(2)内涂减阻技术

西气东输管道全线采用非腐蚀性天然气输送管道的内壁减阻覆盖层(简称“内涂层”)。虽然在国外,大管径干线输气管道采用内涂层技术现已相当成熟并得到了广泛应用,但在国内尚属首次。天然气管道的减阻内涂技术是一项经济效益显著的高新技术,初期投入的成本将会有几倍的收益,线路越长、输气量越大,收益就越高。内涂层的效益主要体现在:在管径、压力不变的前提下,可提高输量;在输量和压力一定的前提下,可缩小管径,节约钢材;在管径、输量、压力不变的前提下,可减少压缩机站的站数;由于摩阻减小,压缩机的动力消耗减小;延长清管周期,减少清管次数;减轻管内壁腐蚀,保证介质纯度。

西气东输管道采用内涂层技术,可节约工程投资和运行费用,具有明显的经济效益,以10.0 MPa设计压力、Ø1 016 mm管径、1.25压比方案为例:在同等输量下,站间距可以增大16.2%,从而可减少

压气站 3 座,可节约资金 11.1 亿元,减去内涂所需费用后,仍可减少固定资产投资 7.1 亿元;在同样输量下,压缩机总功耗可以减少 23%,若驱动机为燃气轮机,则自耗气可以减少 23%,每年可减少运行费用 1.61 亿元;减少清管次数、缩短管道干燥时间、减少管壁上物质沉积、确保输气纯度、减少污染等。此外内涂管道内表面的光洁度有利于检测出管道的裂纹、凹陷、裂缝和坑洼等缺陷。

西气东输工程采用内涂的涂料由带有颜料的环氧树脂、填充剂、溶剂、固化剂和稀释剂组成,内涂层基本参数:

钢管表面粗糙度 表面处理后 30~50  $\mu\text{m}$ ;

内涂后 10 $\mu\text{m}$ ;

内涂敷膜厚度 干膜 65~75  $\mu\text{m}$ ;

表面处理标准(CB8923) Sa2.5 级。

### (3) 优化的压气站增压系统

为了寻求一个经济、合理的布站方案,分别对西气东输管道采用不同压比的增压方案及不同机组配置方案进行了分析和综合技术经济比选。

参与比选的压比方案有:压比 1.25、1.35、1.4~1.5、1.6~1.7 四种增压方案。

为满足管道运行的安全可靠,全线各压气站内压缩机组的配置要有一定的冗余,即备用。例如,一般首站压气站、无人值守站需要采用机组备用的配置方式。

通过计算分析,1.25 压比方案压气站的配置可采用隔站机组备用方式,即当单机站因事故停车时,利用其他压气站备用机组,串联运行可恢复管道输量。其他压比输送方案,则由于压比过大,站间距较长,而需采用机组备用配置。表 4 是根据基础数据测算出的 4 个方案评价指标。

表 4 各方案的评价指标

项目名称	1.25 压比	1.35 压比	1.4~1.5 压比	1.6~1.7 压比
压气站数(座)	16	12	10	9
机组配置方式	隔站机组备用	机组备用	机组备用	机组备用
燃压机组台数	25	24	20	18
固定资产投资(亿元)	34.34	37.56	34.59	38.37
年运行费用(亿元)	6.78	6.44	6.19	6.79
费用现值(亿元)	53.06	53.57	51.70	57.65

从表 4 中可看出,压比 1.4~1.5 方案的费用现

值在四个方案中最低,经济性最好。压比 1.25 方案次之,压比 1.6~1.7 方案费用现值最高,经济性最差。

压比 1.4~1.5 方案费用现值比压比 1.25 方案费用现值低 2.56%,且与压比 1.25 方案相比压比 1.4~1.5 方案有以下优势。

#### 1) 运行可靠性高

压比 1.4~1.5 方案各站均有备用机组,站内运行机组失效时启动备用机组,系统恢复正常运行。压比 1.25 方案有 7 座压气站为单机配置,如果单机站机组失效的同时,下游备用机组站又有一台机组失效,则系统不能恢复正常运行,将直接影响管道输量。因此,在可靠性方面压比 1.25 方案不及压比 1.4~1.5 方案。

#### 2) 压气站数量少,运行机组少

压比 1.4~1.5 方案比压比 1.25 方案减少 6 座压气站,定员减少 36 人,设计输量下,运行机组少 6 台,运行管理简化,故障发生率降低,可靠性较高。

#### 3) 节省燃料气

设计输量下采用压比 1.4~1.5 方案每天耗气  $120.15 \times 10^4 \text{m}^3$ ,比压比 1.25 方案每天节省燃料  $25.14 \times 10^4 \text{m}^3$ ,年均节省燃料气  $0.88 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

目前国际上先进的大型天然气长输管道一般都采用高压、大压比输送。1955~2001 年国际著名燃气轮机、压缩机制造厂商 Rolls-Royce 公司生产的压缩机压比 1.40 以上的产品占 54.2%,压比 1.30 以下只占 25.8%,压比 1.3~1.4 的占 20%。GE 新比隆 1962~2000 年生产的 436 台输气管道压缩机中,压比在 1.40 以上的占 72.2%,压比在 1.3~1.4 的占 10.6%,压比在 1.30 以下的只占 17.2%。可见,采用高压、大压比输送是目前国际上先进大型输气管道发展的趋势。

按 1.4~1.5 压比方案,西气东输管道共需建设 10 座压缩机站,单机功率在 25 MW 以上。压缩机比选,选用了具有排量大、重量轻、结构简单、占地面积小、运行效率高、流量平稳、噪声小、操作灵活、使用寿命长、维护费用少的离心式压缩机,其原动机则结合管道沿线的外部供电条件,分别采用了变频调速电动机和燃气轮机。考虑到西气东输工程的重要性,决定采用一用一备用方式,以确保安全供气。

#### (4) 系统调峰

按照国际惯例,在建立天然气采、运、销系统的初期,从整体的经济利益考虑,常常是由供气方来承担满足供气不均衡性的要求,包括由几个独立的气

源(包括 LNG),或由从属于各供气方的或独立经营的储气库来承担调峰任务等,各方之间的责任和利益通过合同来相互制约和体现。西气东输管道便是按照市场经济的法则,在“满足社会对天然气需求”以买方为中心的经营理念下,通过供气 and 用气双方共同遵守“照付不议”合同这一前提,承诺负责城市管网用户的季节调峰和直供电厂用户的小时及季节调峰。

西气东输管道是一个单气源多用户的复杂供气系统,干线管道拟建的分输站有 16 个,大型用户有 40 多家,类型分别为:城市燃气、工业、化工、发电厂。从我国目前情况看,考虑到用户对气价的承受能力,主要用户是调峰发电和城市燃气(包括民用),西气东输管道这两类用户的用气量分别为: $32.47 \times 10^8 \text{m}^3$ 、 $74.96 \times 10^8 \text{m}^3$ ,分别占管道设计输量的 27% 和 63%,工业和化工用户的用气量为  $12.57 \times 10^8 \text{m}^3$ ,占管道设计输量的 10%。调峰发电和城市燃气这两类用户的共同特点是用气的不均衡性大,同时又要求供气足够可靠。图 1 为西气东输管道某一城市燃气的月不均衡系数曲线图,图 2 为西气东输管道某一调峰电厂的小时不均衡系数曲线图。

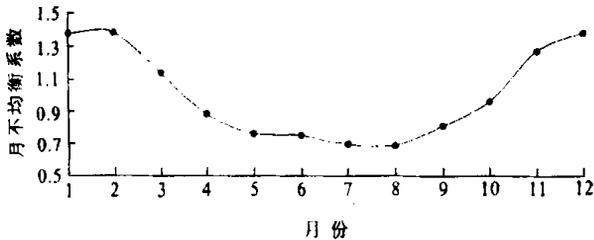


图 1 城市燃气的月不均衡系数

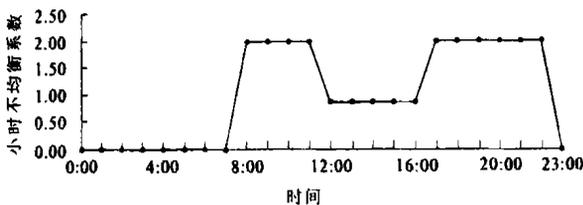


图 2 调峰电厂的小时不均衡系数

由图 1 可知,该城市燃气用户的最大月不均衡系数为 1.38,最小月不均衡系数为 0.69。其他用户的月不均衡系数与该城市的情况相近,用气的月不均衡性较大。

从图 2 可看出调峰电厂用气的小时不均衡性很大。

西气东输管道工程的主供气源为塔里木气田的天然气,陕甘宁气田的天然气做为西气东输管道的

供气补充和调节,根据市场需求两气源供气安排见表 5。

年份	2004	2005	2006	2007
陕甘宁	28	/	/	/
塔里木	/	80	100	120
合计	28	80	100	120

对西气东输这一单气源多用户的管道系统来说,解决好用户用气的不均衡性和保证安全供气的矛盾是一个难题。为了最大限度的满足用户的需求,在西气东输管道工程的设计中,组织成立了专门的管道系统分析工作组,跟踪下游市场的变化,采用国际先进的管道瞬态模拟分析软件,建立了西气东输管道稳态和动态模型,对整个管道系统进行模拟分析。在此基础上,规划了多种调峰措施,确定西气东输管道的季节调峰方案如下。

1) 建设地下储气库。西气东输管道工程规划在安徽定远盐矿、苏北油气田、苏南金坛盐矿等地建设地下储气库。按表 5 中的供气计划及下游用户用气的季节不均衡性,经分析计算,2005 年储气库需要最小有效储气量  $5.62 \times 10^8 \text{m}^3$ ;2006 年储气库需要最小有效储气量  $6.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ;2007 年储气库需要最小有效储气量  $7.48 \times 10^8 \text{m}^3$ ,最大注、采气强度要达到  $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。考虑到管道发生事故时应应急供气的储备量至少要能保证下游用户 3 天的用气(近  $1 \times 10^8 \text{m}^3$ ),西气东输管道最终建设的地下储气库的有效储气量要达到  $8 \times 10^8 \text{m}^3$  才能满足需求。建设如此大规模的储气库在我国还是首次。为此,西气东输工程将同对于建设地下储气库有着丰富经验的国外公司合作,建设具有国际先进水平的地下储气库。

2) 在地下储气库尚未建成前,可提前建设压气站及利用压缩机的一部分富裕功率在用气高峰期达到增输的目的。若 2005 年西气东输管道的地下储气库不能同步建设完成,为满足冬季高峰期的用气需求,将轮南的供气量由  $2200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  提高到  $2630 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,提前建设投运两个压气站,以增输轮南气源提供的  $430 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的调峰气量。

3) 进一步规划在管道下游建设 LNG 库。从而满足用户不均衡性用气的要求及出现事故时的应急供气,保证“照付不议”合同的实现。

下游用户瞬时用气量变化(小时调峰),主要靠管道自身的储气量来调节。为了解决调峰电厂用气

的小时不均衡性问题,西气东输管道工程增大了一些支线的管径。

## 2. 优化的路线走向及合理的穿跨越设计

### (1) 卫星遥感选线

西气东输管道沿线所经地区地形地貌十分复杂,地质灾害种类较多。为此,选线和定线过程中运用了卫星遥感技术,其优势有:宏观性,视野开阔,不受实地环境限制,且形式直观,具有较好的展示效果,对设计和决策人员建立全局和区域性认识有很大帮助;实时性,更新信息快,更实际地反映真实信息,对合理设计和施工将起到十分重要的作用;综合性,以遥感数据作为信息综合的载体,以 GIS 技术为平台,基于空间基础建立综合信息系统,为工程信息管理服务;实用性,应用方便,并可降低工程成本。

通过运用卫星遥感技术,西气东输管道线路的选择和定线取得了以下成果。

1) 完成了全线多达 52 景(1 50 万)的 TM 数据镶嵌遥感影像图,并对管道全线地理地貌和地质条件进行了综合解译,经统计分析,编制了全线地理地貌和地质解译图。以西气东输管道靖边至郑州段为例,此段管道将翻越吕梁山、太岳山和太行山,并经过煤矿采空区、失陷性黄土地区、地震活动带等。为此,从遥感的视角对靖边至郑州段的 5 条比选线路进行了方案的比选,通过对不同线路的优缺点进行评价,为确定最优的中线方案提供了依据。

此外,对管道穿越南京长江的两个比选方案:板桥和三江口方案进行了精细解译分析。通过对 10 个时相的遥感数据进行统一的图像处理分析,制作了两地多时相遥感影像系列对比图;处理制作了两地 1 20000 最新时相高分辨率 SPOT 图像;并结合野外实地考察结果,编制了两地 1 20000 遥感精细解译图;并利用 ArcView GI 系统,对不同时相遥感图像进行了长江岸线位置的精细解译,详细统计了两地河段岸线近 40 年来的变化,从而为管道穿越长江的适宜性做出了综合评价。

2) 完成了对管道沿线地形图的修测。随着时代的变迁,管道沿线每年都在发生着很大的变化,尤其是东部发达地区,如:人口增加,城镇范围扩大,道路交通增多等。因此,利用卫星遥感技术(RS)和地理信息系统(GIS)技术以及最新时相(由 1999 年底和 2000 年上半年接收的 SPOT 图像上解译、绘制)的卫星遥感图,对管道沿线两侧各 5 km 的 1 50000 地形图进行了修测,其几何精度以地形图为标准,单幅 1

50000 修测地形图中的平均误差不超过 0.5 mm,从而为设计施工提供了最新和客观真实的地形图资料。

3) 实现了从图上定线。首先,直接从最新的遥感影像图上进行线路选择,然后再将选定的坐标用 GPS 进行现场定位,既节约了时间又减轻的劳动强度。

使用卫星遥感选线技术,设计部门在可行性研究阶段对西气东输管道线路总体走向进行了大量的方案比选,结合气源的分布确定了轮南—靖边—上海的宏观线路走向;在此基础上分别对轮南—武威段、武威—靖边段、靖边—郑州段、郑州—上海段进行了线路走向方案的比选论证,确定了本管道走向的控制节点。

在用卫星遥感技术选线所确定的线路基本走向的基础上,在初步设计阶段,对靖边—郑州段、常州—上海段管道存在的特殊困难、复杂地段进行了线路走向的优化定线,对全线管道走向进行了进一步的优化。在与沿线地方主管部门共同协商、取得地方对管道具体走向的书面认可的情况下,分段进行了全线的线路局部方案比较、定线,最终确定了本管道的全线具体位置。

初步设计定线工作结束后,根据地方规划的变化等因素,又对局部段的线路走向位置进行了调整修改,线路长度也由最初可研段的 4 167 km 缩短为 3 900 km,其中输气干线轮南—靖边段线路长 2 363 km,靖边—上海段线路长 1 537 km,共节约投资约 27 亿元。

### (2) 大型穿越设计

西气东输管道穿越长江、黄河、淮河共 5 次:中卫黄河跨越工程,延长关黄河隧道穿越工程,郑州黄河顶管加定向钻穿越工程,淮河定向钻穿越工程,长江盾构穿越工程。以上穿越设计无论是设计方案还是施工方案都有各自的特点。下面分别介绍长江、郑州黄河穿越。

#### 1) 长江盾构穿越技术方案

长江穿越是西气东输工程的控制性工程,为了确定最优的穿越方案,在过江点选择上,利用多时相遥感资料,对管道在南京板桥、长江三江口、乌鱼洲和芜湖等地段进行精细解译分析,包括长江两岸大比例尺遥感精细解译、穿越河段岸线的动态变化,结合野外实地调查,预测其发展趋势及对管道工程的影响,综合比选分析,对穿越河段的稳定性、适宜性进行评价,确定最佳穿越位置。然后对不同的过江

点:三江口、板桥、乌鱼洲和芜湖以不同的穿越方式(隧道、盾构、定向钻、跨越)进行了方案比选。

跨越方案技术上虽然是可行的,但工期长,难以满足工程工期的要求,且造价过高,首先被排除。对另外三种穿越方案的比选结果如下。

以盾构法为三江口断面的过江主方案,矿山隧道法作为备用方案。

以定向钻方案作为板桥断面的过江主方案,盾构方案作为备用方案。

以定向钻作为乌鱼洲断面的过江主方案。

以上3种方案各有优缺点:三江口方案在河道的稳定性、河床冲刷方面有优势,由于设计断面地质条件复杂,虽然盾构法在过江方案技术上可行,但施工工期相对较长;乌鱼洲方案虽然地质条件较好,但河床、岸线的稳定性差,管道运行期间安全有隐患;板桥方案施工技术切实可行,施工工期短,在市场方面靠近用户,投资省,但在岸线的稳定性和河床冲刷方面不是最好,尤其是断面冲刷大,将来管道运营时安全有隐患。

针对以上3种不同过江点的推荐方案,进行了综合经济技术比选,最后确定在三江口通过长江,过江的施工方案采用盾构法施工。

工程地点位于江苏省南京长江大桥下游38.5 km处,南岸出发井距长江大堤210 m,北岸接收井距大堤102 m,该地区是南京附近主要的水陆交通要塞。穿越点断面两岸大堤的自然地面高程为4~5 m(黄河高程),河面宽约1500 m,两堤外坡角之间的宽度为1673 m。深槽最高标高为-36.7 m,最低标高为-41.6 m,隧道深度达50多米。

根据设计要求,隧道内将敷设直径为1016 mm和813 mm的输气管道2条,直径为508 mm的输油管道1条,直径为50 mm的光缆套管3条,同时考虑维护检修空间,隧道直径设计为3.8 m,隧道全长为1992 m。

## 2) 郑州黄河穿越水平顶管与定向钻相结合方案

郑州黄河穿越点位于黄河中游末段,河床上沙洲密布,河道冲淤变化剧烈,主流游荡摆动频繁,属典型的游荡性河流。该段黄河宽浅散乱的河槽断面、剧烈的冲淤变化和河道的游荡性给穿越工程的设计和施工造成了极大困难。

郑州黄河穿越断面总长7320 m,其中冲刷水深为20 m的主河槽段长度为3500 m;南岸滩地段长度为560 m,冲刷后最大水深8 m;北岸滩地段长度

为3260 m,串沟最大深度5 m。只能采取穿越方式。

为保证地下管道的安全与稳定,管道必须敷设在主河槽最大冲刷深度3 m以下,即最大洪水位23 m以下,在此深度下采用大开挖法施工是无法实现的,单独采用定向钻或顶管方法,也存在较大问题。因为虽然定向钻作为管道穿越的一种成熟施工技术,在进行长距离河流的穿越施工中与其他施工方法相比,具有施工周期短、投资省等优势。但目前世界上定向钻一次可钻进的最长距离不超过2000 m,施工的成功率受地质条件影响较大。因此,定向钻技术尚不具备一次穿越该处黄河的能力。如果考虑多次接力穿越,难以保证定向钻的实际定向精度,施工存在极大风险,尤其是在主河道内,管道敷设深度在20 m以下,一旦定向钻穿越失败,将给工程造成巨大损失。

在顶管施工中由于采用了中间接力环、激光导向和实时纠偏等技术,从理论上讲,顶管穿越长度可以延长到无限长,定向和定位也非常准确。然而,在实际施工中,顶进作业难度对顶进长度的增加十分敏感,同时,随着长度的增加,施工费用和工期增加非常显著。因此,顶管穿越的一次顶进长度也不宜过长,一般控制在1000 m左右。由于郑州黄河穿越宽度超过7 km,若采用顶管方法穿越需要修筑多个大型沉井,工程十分浩大,工期难以保证。

基于上述情况,从技术可行性、经济性以及施工周期等方面进行方案比选,反复论证,最后确定了以主河槽顶管,两岸滩地定向钻穿越的最优方案,这在国内外管道穿越施工史上尚属首次。这一方案的具体内容为:主河道采用3次顶管穿越,每两次顶管的接头部位设置沉井进行地下连头对接;南岸滩地采用定向钻1次穿越,北岸滩地采用3次定向钻接力穿越,两岸接头部分开挖连接。采用该方案后,在最大洪水冲刷深度20 m以上的主河道范围内采用顶管方式,有效地缩短了顶管作业的总长度,降低了施工难度,减少了连头竖井的数量,从而在保证主河道穿越安全、可靠的前提下,大幅度降低了工程投资,并缩短工期。同时,在两岸滩地范围内采用定向钻连续穿越,有效地利用了定向钻技术穿越速度快、费用投资少的优势,从而保证了郑州黄河穿越的顺利实施。(未完,待续)

(收稿日期 2003-07-03 编辑 王协琴 居维清)

13088197337

### **PRESSURE CALCULATING METHOD AND MDT ANALYSIS OF GAS WELLS IN HIGH SULPHUR BEARING GAS RESERVOIRS OF FEIXIANGUAN FORMATION, NORTHEAST SICHUAN<sup>1)</sup>**

Chen Jingyuan , Zhou Lingzhuo , Zheng Wei , Yi Lan ( E & D Research Institute of Southwest Oil & Gas Field Branch , PCL ) . *NA TURAL GAS IND.* v. 23 , no. 6 , pp. 114 ~ 116 , 11/ 25/ 2003. ( ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese** )

**ABSTRACT:** In well completing test for gas wells of Feixianguan Group with high sulphur content , the well test interpretation can ' t be conducted until the pressure data are calculated with gas column calculating formula because the distance between the pressure testing point and the central part of the formation is too big. Based on the quality , momentum , and energy conservation laws and the state equation , considering the momentum loss of gas column flowing and the complicated thermal conduction mechanism in the bore-hole and formation , the pressure and temperature calculating method is derived for single-phase gas flow in different positions of the bore-hole. Taking Well Po 2 as an example , with MDT technology , the calculated pressures are verified and analyzed. The results indicate that applying the pressure calculating method provided by the paper , the accuracy of the pressure data can be reached completely. With MDT pressure data , the reservoir parameters , such as formation pressure , etc. , can be determined directly and reliable before well completing test. The method can be also used for production performance monitoring of Feixianguan soar gas reservoir to control elemental sulphur depositing in bottom-hole and bore-hole. So , the method is very useful.

**SUBJECT HEADINGS:** Gas well , Formation tester , Pressure , Temperature , Calculation method , Hydrogen sulfide corrosion.

**Chen Jingyuan** ( *senior engineer* ) was born in 1964. Add: 1 Block 1 , Fuqing Rd. , Chengdu , Sichuan ( 610051 ) , China Tel : ( 028 ) 86015658.

### **INTRODUCTION OF WEST-EAST GAS PIPELINE ENGINEERING ( 1 )<sup>1)</sup>**

Wu Hong ( West-East Gas Pipeline Com. ) . *NA TURAL GAS IND.* v. 23 , no. 6 , pp. 117 ~ 122 , 11/ 25/ 2003. ( ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese** )

**ABSTRACT:** The gas pipeline of west-east gas transmission which transmits gas to the economic developed areas of East China is the trunk line of gas transmission with the longest distance , the biggest diameter , the highest pressure , the most capacity , and the most investment in China. After taking brief account of the engineering , the article expatiates the trunk design of the pipeline , including the design pressure and the optimization of the pipe diameter , the boosting system optimization of gas compression stations , the anti-friction technique of internal coating , the peak shaving , and Yangtse river and Yellow river crossing , etc. Also , the article introduces the dispatch managing system of the whole gas transmission , including measurement and calibration of flow indicators , automatic control , and techniques of information and communication. It shows the entire picture and the technical level of the engineering. Many techniques used in the engineering are first applied in China. At the end , the article proposes suggestions for the future work.

**SUBJECT HEADINGS:** West-east gas transmission , Pipeline engineering , Trunk pipeline , Pipeline design , Pipeline laying , Pipeline crossing , Automatic control.

**Wu Hong** ( *senior engineer , Master* ) was born in 1958. Add: 6 Liupukeng Street , West City District , Beijing ( 100727 ) , China Tel : ( 010 ) 62095098

### **NONLINEAR MECHANISM AND INTELLIGENT EVALUATION OF SAFETY FOR LNG STORAGE AND TRANSPORT<sup>1)</sup>**

Ma Xiaoqian ( Electrical Power College of South China Science & Engineering University ) . *NA TURAL GAS IND.* v. 23 , no. 6 , pp. 123 ~ 126 , 11/ 25/ 2003. ( ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese** )

**ABSTRACT:** As LNG is imported more and more and it is applied wider and wider , the safety of LNG storage and transport becomes an important issue. By studying the influence of LNG physical property and state variables on LNG delamination , vortex , leak , diffusion , explosion , and flashover , the article sums up the thermal conditions and forming characteristics of the usual accidents in LNG storage and transport , develops the chaotic and fractal models of delamination and vortex , chaotic model of leak and diffusion , and catastrophic model of vapor explosion and flashover , and introduces the technical thought to evaluate the safety of LNG storage and transport with artificial intelligence technology. Also , the article provides the main contents and method that should be studied , and discusses its feasibility.