

川渝净化气干线管网的发展趋势及科研对策

马学峰 罗敏 刘军

(中国石油西南油气田分公司输气管理处)

马学峰等. 川渝净化气干线管网的发展趋势及科研对策. 天然气工业, 2004; 24(11): 143~146

摘 要 根据川渝地区天然气发展的战略目标, 通过分析川渝天然气管网复杂、多变的特性, 提出了一系列的科研规划与设计方案, 以达到改进现有的输送模式, 向外发展天然气管线, 提高管网输送、调配能力的目的。具体做法是: 通过智能检测, 实施优化运行管理, 提高部分管线的输送能力; 采用储气库等调峰手段, 提高管网调配能力; 提高自动化水平, 实现输配气站场的全面自动化; 加强管道防护工作, 提高管道的综合防护能力; 提高贸易计量的整体水平, 确保天然气计量准确度; 不断向外扩展并与“西气东输”管网连接, 实现川气出川等。

主题词 川渝地区 天然气输送 干线管道 调配 科学研究 对策

2003年10月, 中国石油天然气股份有限公司陈耕总裁在视察西南油气田分公司时, 提出了鼓舞人心的“52135”的战略目标, 即: 每年新增可动用探明储量 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$; 每年新增天然气生产能力 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$; 2005年天然气年产量超过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$; 2007年产气量达到 $130 \times 10^8 \text{ m}^3$, 跻身“中国石油”千万吨级大油气田行列; 2010年天然气年产量达到 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。为实现上述目标, 目前西南油气田分公司正抓紧忠县日处理气量 $600 \times 10^4 \text{ m}^3$ 脱硫厂的建设, 同时也开展了罗家寨(日处理气量 $900 \times 10^4 \text{ m}^3$)和渡口河(日处理气量 $400 \times 10^4 \text{ m}^3$)脱硫厂的前期工作。这些脱硫装置建成后, 可增加天然气年生产能力约 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时川渝地区也是我国21世纪西部发展的重点地区, 随着地区经济的快速发展, 整个地区市场对天然气的需求无论在质和量上都有了一个突飞猛进的变化, 可以说, 川渝地区天然气的发展将进入产、需两旺的最好时期。而天然气年生产能力提高后, 能否顺利到达终端用户, 彻底缓解天然气的供需矛盾, 则有赖于天然气净化气干线管网的配套发展。这就对川渝地区净化气干线管网的发展提出了新的技术要求, 为此必须进行适应性改造, 提高输配能力, 以适应发展的需要。

一、川渝地区净化气管网的现状

西南油气田分公司目前已经形成了较为完善的

天然气输配管网系统, 其中已建成以 $\varnothing 700 \text{ mm}$ 为主要管道的环形输气干线约 2100 km。但是, 不足的方面是: 管线沿途无增压站和储气库, 缺少调峰手段, 应急突发事件的调配能力较弱; 同时川渝地区天然气管网作为国内最复杂的区域性环状管网, 还具有以下特点。

(1) 气源格局变化频繁

由早期从川西南进气为主发展到现在的以川东进气为主, 以后又逐渐以川东北进气为主的趋势; 同时整个管网共有 20 多个大大小小的进气点, 这与我们最近建立的陕—京线、“西气东输”管线有着本质的不同。特别是目前随着主力气源的东移和大力发展西部用户, 气源远离消费中心, 造成输送距离增加、输送压损增大、管道运行负荷不均衡。

(2) 复线多、支线多

管网沿途共有 300 多公里的复线, 12 条支线, 以及与主干线连接、自成一个小管网的眉—夹—乐地区管网等, 大大增加了全管网协同调配的难度。

(3) 建设的年代不一

从最早于 1966 年 12 月建成的威—成线, 以及陆续建成的威—内线(1968 年)、泸—威线、成—德线(1969 年), 到 2002 年为满足管网输送要求而建的石—渡线、两—佛复线、彭—乐线, 时间跨度达 36 年, 管线的运行寿命不一样, 因此必须采取不同的管道检测、保护措施。

作者简介: 马学峰, 高级工程师, 1983年毕业于西南石油学院储运专业, 现在西南石油学院攻读石油工程博士学位; 长期从事管道生产运行管理工作, 参与制定管了多条管网的长期规划、改造计划。地址: (610215) 四川省成都市华阳西南油气田分公司输气管理处工艺技术研究。电话: (028) 85601585。E-mail: maxuefeng@petrochina.com.cn

(4) 压力等级多

从压力最高的卧一两线、石一渡线(6.3 MPa),到主干线压力最低的成一德线(1.6 MPa),支线压力最低的键一南线(0.8 MPa),共有7个等级。最常见的压力为4 MPa。

(5) 管径规格多

如果包括支线的话,从 $\varnothing 720$ mm到 $\varnothing 108$ mm共有17种管径。

(6) 管道材质类型多

从早期的16 Mn螺旋管,到最近的石渡线X-60无缝管,共有螺旋管、无缝管、直缝管等各种材质10种左右。

二、川渝地区净化气管网的发展趋势及相应的科研对策

川渝天然气管网这种复杂的特性,可以说是全世界同类输气量的管网中罕见的,这就增加了在管网日常调配、管理、维护、改造中的难度。因此针对川渝净化气管网的发展趋势必须进行一系列的科研规划、设计,以改进现有的输送模式,向外发展天然气管线,提高管网输送、调配能力。川渝净化气管网发展趋势及相应的科研对策主要如下。

1. 通过智能检测,实施优化运行管理,提高部分管线的输送能力

在今后5年内,西南油气田分公司将有计划地对北干线、威一青线、付一安线、威一五线、中一青线、威一成线、渡一两线、 $\varnothing 720$ mm两一佛线、 $\varnothing 508$ mm佛一纳线进行智能检测和评价。通过检测评价,掌握主力运营干线的技术状况和安全、可靠性,为有序进行适应性改造打下基础,并通过管网的优化管理,最终提高管线的输送能力。下面以北干线为例加以说明(表1),北干线(渠县—青白江段)年设计输送能力为 20×10^8 m³,即每日输送量将近 600×10^4 m³。而目前北干线渠县首站日进气量仅 470×10^4 m³左右,尚未达到设计能力。一旦罗家寨和渡口河脱硫厂投产,在满足忠县供气 and 南干线调气需求后,剩余的气量至少超过 200×10^4 m³/d由卧龙河地区输往北干线,这势必要求提高北干线的输送能力。在北二环修建之前,可以通过提高压力达到提高北干线的输送能力的目的。从表1可看出,在保证管网的安全运行的前提下,提高北干线首站的压力是提高管输能力的最直接手段;如首站提压的幅度偏小,也可考虑将北干线的末站改为压缩机站,以保证下游管网的压力。因此在智能检测的基础上,

确定最佳的输送能力和运行压力,以及确定压缩机的最佳位置、压缩机组的单机功率、合理的压缩比等将是对管网进行优化运行管理的主要目标。

表1 北干线(渠县—青白江段)天然气输送情况表

站点	渠县站		射洪西站		青白江新站	
	Q (10^4 m ³)	p (MPa)	Q (10^4 m ³)	p (MPa)	Q (10^4 m ³)	p (MPa)
1	468	3.1	63	2.11	500	1.46
2	601	3.8	63	2.42	633	1.5
3	543	3.5	63	2.3	575	1.5
4	568	3.8	63	2.61	600	1.88
5	568	3.5	63	2.15	600	1.16
6	568	3.4	63	2	600	0.8

2. 采用储气库等调峰手段,提高管网调配能力

由于川渝地区天然气勘探开发和需求地域的不平衡,随着勘探开发程度的不断加深和市场规模的迅速扩大,天然气的季节性调配、故障调配等问题将越来越突出,只依靠管网自身的管存来调节将完全不适应工业、农业、CNG、民用等调峰和应急的需要。目前整个环形管网的压力最低点一般在越溪一借田段,而借田站是眉夹乐地区管线与管网主干线气量调配的重要枢纽站。按照四川省人民政府气化全川的要求,为适应西部大开发需要,目前西南油气田分公司从川西地区彭州、郫县、温江、都江堰等成都市工农业经济发展很快的区域入手,将建设温江—郫县、彭州—都江堰等输气管线,民用气的份额将逐步增大,管网的用气不均衡现象将越来越突出,因此应加大环形管网末端、川西地区供气管网的输配能力和供气能力,促进地方经济持续稳定发展。

针对目前西南地区缺少天然气运行调峰手段,应根据气源的开采量变化趋势和管网用户的用气量发展趋势,结合国内外现有的储气技术,对建设天然气储气库方式进行研究;比较废弃矿井、盐矿、枯竭气层、含水层、高压容器等各种储气技术的优缺点和建设可能性、经济性;调查目前西南地区废弃地下气矿、盐矿的具体技术条件;研究建设储气库与提高输气管道的输送效率的关系;确定在相关地区建设储气库的位置和时机;研究储气库的容积和有效容积计算方法;研究不同地区市场波动规律、管网供应能力与储气库调节能力的关系,以及其他的天然气管网调峰技术。

如以泸州为中心的川南、川西南气田曾是四川天然气的主产地区,但近年来产气量逐年递减。仅

在川南地区,已核实计算储量的裂缝圈闭的总采出程度已超过 70%,其中,已采出枯竭的有水裂缝圈闭就超过 60 个,无水裂缝圈闭超过 40 个。如利用这些枯竭油气藏建设储气库,由于掌握了大量的基础资料,勘探费用会较低,同时部分现有基础设施能够被再利用,因而其投资成本较低。

3. 提高自动化水平,实现输配气站场的全面自动化

目前,国外天然气长输管道在自动化领域已经非常成熟,数据自动采集、自动传输、工艺流程的远控等已被广泛应用。通过这些自动化技术的整合,发达国家已经建立起了全管网的 SCADA 系统,包括清管流程自动化、流量计量自动化、管道调度运行自动化等等。

而国外已运行了几十年的 SCADA 系统目前在西南油气田分公司天然气管网才刚开始应用,由于受到各种条件的限制,仅对部分主要站场进行了自动化整改,导致整个系统不完整,影响 SCADA 系统发挥更大的作用。同时我们现在的 SCADA 系统都采用国外技术,在许多方面受到制约。如果充分利用好国内的现有技术,借鉴一些其他行业的应用模式(如电力 SCADA),逐步改变系统的软、硬件完全依赖国外进口的被动局面;同时加强国内配套开发研究,发展出适合我国国情的天然气 SCADA 系统,是缩小差距,大规模应用自动化技术,降低劳动成本,提高效益的有力手段。

如近几年,随着新建管线的增加和站场自动化改造的推广,越来越多的站场基本具备了接入 SCADA 系统的硬件条件,同时管理上也要求将这些站场进行统一化管理。为此,需要研究如何将扩展自动化站场与 SCADA 系统进行无缝连接。因此可分析 SCADA 系统与 UNIX 系统下的历史数据库和实时数据库的数据格式,建立标准的、可以直接兼容 SCADA 系统数据格式的数据库接口标准,为现有未进入 SCADA 系统的数据进入 SCADA 系统创造条件;同时也为今后自动化站场的数据格式提供标准。在此基础上,将扩展自动化站场与 SCADA 系统在数据传输、数据共享、数据处理方面进行无缝连接,实现统一管理,并形成一套较完整的解决方案,才能方便地进行各种数据的传输、管理,建立高效的管理模式。

4. 加强管道防护工作,提高管道综合防护能力

由于川渝净化气环型管网进出口多,各集输管段压力不同,污染物、粉尘等残留物给管件带来严重

威胁。目前天然气管道防护既要解决管外腐蚀和外力影响,又要解决因过去在天然气输送中硫化氢、二氧化碳、水等局部超标以及粉尘在管内造成的管内腐蚀影响。由于部分管道已运营了 20 多年,外防腐层老化,能否继续使用将面临新的挑战。目前西南油气田分公司已经开展了管道涂层失效机理、管道阴极保护有效性、土壤腐蚀性等单项研究,分别对管道防腐层保护状况、管体的腐蚀状况、环境的腐蚀影响、阴极保护效果等进行了评价,制订出了一系列的评价指标。为此应该有效地整合上述研究成果,考虑各个评价指标在整个管道腐蚀与防护系统中的地位与权重,建立一套针对管网腐蚀与防护的综合分析处理系统,综合各个层面的因素判断管网的腐蚀状况,并针对薄弱点提出相应的防护措施,保证管网安全运行,应对管网突发事件,对管网维护进行科学决策。

5. 提高贸易计量的整体水平,确保天然气计量准确度

计量在天然气工艺技术中占有极其重要的地位,精确的计量不仅可以避免天然气贸易中上、中、下游的诸多矛盾,而且还可以提高管道的管理水平。天然气计量体系涉及到的理论、技术等软硬件都是随科学的发展而不断更新变化的,主要涉及天然气计量方式研究、量值传递系统研究、天然气计量方法研究、影响因素及其对策研究等 4 个方面。国外天然气计量技术经历了体积计量、质量计量和热值计量 3 个发展阶段,20 世纪 80 年代以后,热值计量技术的应用在西欧和北美日益普遍,已成为当今天然气计量技术的发展方向。天然气热值计量是比体积或质量计量更为科学和公平的计量方式,由于天然气成分比较稳定,按热值计价可以体现优质优价。随着技术的发展,计量设备实现了多样化、自动化、智能化和远程化,计量标准也由过去单一仪表检定逐步发展到现场实流检定,形成了天然气动态量值溯源体系等。

为此,迫切需要建立并完善天然气计量量值溯源体系,提高贸易计量的整体水平,加快与国际惯例接轨。目前影响天然气现场计量精度的因素和内在原因不明,描述不清,应加强现场研究工作,掌握其规律。

6. 不断向外扩展并与西气东输管网连接,实现川气出川

目前西南油气田分公司不断优化供用气结构,实施高效益的市场开发策略,进一步加强市场分析

和预测,在巩固和发展川、渝天然气市场的同时,重点研究和开发陕南(汉中)、“两湖”、贵州、云南(昭通)、黔北(遵义)天然气市场。2005~2010年计划发展城镇居民用气 $0.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

随着东南沿海地区经济发展对洁净能源需求的不断增长,天然气市场需求已打破地域界线。“西气东输”工程的实施为川气出川提供了更广阔的前景,川渝地区的天然气管网真正跨出川渝地区,与“西气东输”管网相连,作为其调节性资源,将具有更大的发展潜力。

目前“西气东输”管线沿线覆盖城市对天然气的需求十分强劲,预计到2007年,目标市场的总需求量将达到 $182 \times 10^8 \text{ m}^3$,高于“西气东输”项目的年输气能力($120 \times 10^8 \text{ m}^3$);同时天然气发电是天然气消费市场新的、较大的份额,2007~2013年西气东输管线气量用于发电用户占40%,这就对管线的季节性调峰和短期调峰能力提出了更高的要求。因此应通过管网的优化规划,确定最佳的出口点,将西气东输

管线和川渝天然气管网逐步形成了一个区域性的输气管网,相互联结,成为多气源供气,便于统一调度,从而提高供气的可靠性、连续性和灵活性,扩大天然气市场,改善能源结构。

成文中参考了以下内部资料:段泽凯,《川渝地区天然气工业发展战略思考》,见:《为建成川渝千万吨级大油气田出谋划策学术交流会议论文集》。

参 考 文 献

- 1 苗承武,陈祖泽.强化天然气管道输送工艺.北京:石油工业出版社,2001
- 2 李长俊.天然气管道输送.北京:石油工业出版社,2001
- 3 杨祖佩,刘广文.油气储运技术的发展.见:www.odpipe-line.com.cn
- 4 喻平仁.川南地区地下储气库选址初步设想.天然气工业,2003;(2)

(收稿日期 2004-07-05 编辑 居维清)

中国石油集团海洋工程公司成立

中国石油天然气集团海洋工程有限公司(以下简称中油海洋公司)于2004年11月3日下午在北京成立。这标志着中国石油天然气集团公司实施可持续发展战略,加快海洋石油勘探开发步伐迈出了重要一步。在中油海洋公司成立大会上,中国石油集团副总经理郑虎和副总经理王宜林为公司成立揭牌。海洋作为油气资源开发的新领域,已经成为全球油气资源重要的接替区。目前,中国石油集团海洋勘探主要探区集中在渤海湾等海域,国内登记面积为13.5830万平方公里,规划“十一五”期间形成年400万吨的原油生产能力。中国石油集团投入勘探开发的区块全部在渤海湾滩海,石油资源量为16.08亿吨,探明率为14.9%。经过多年努力,已先后在辽河、大港、冀东海域发现多个工业油气田,探明地质储量2.39亿吨,动用地质储量6975万吨,采出程度为12.7%。前不久,冀东油田滩海勘探又有重大发现,展示了良好的前景。中国石油集团在国外的海洋石油勘探开发项目进展也很快,几个合作区块的合同即将签订。

中油海洋公司是由辽河石油勘探局和大港油田集团有限责任公司滩海施工队伍合并重组而成的。中国石油集团、辽河石油勘探局、大港油田集团有限责任公司联合出资,由中国石油集团控股,是中国石油集团下属的专业化海洋石油勘探开发工程技术服务公司。

中油海洋公司主要从事海洋石油钻采工艺和海洋工程的研究和设计;海洋钻井、井下作业、试油试采工程;海洋石油工程建造、安装、使用和维护,海洋石油作业船舶服务;相关装备的设计、制造、维护及维修等业务。据介绍,到2006年年末,中油海洋公司将形成滩海石油工程研究与设计能力和滩海工程总承包服务能力,钻采业务基本满足中国石油集团滩海油气勘探开发需要,全面配合中国石油股份公司做好海洋石油勘探开发项目综合一体化服务格局。到2010年年末,公司将具备近海海洋工程总承包服务能力。随着海洋石油钻采综合业务能力的较大提高,公司将全面拓展海洋业务,以渤海海域油气田为主战场,提升海洋工程及研发能力。

(蒋静萍 摘自中华石油信息网 2004-11-04)