

大丰市 CNG 站优化操作技术分析

阮中伟 兰书彬

(通达能源有限公司)

阮中伟等.大丰市 CNG 站优化操作技术分析.天然气工业,2005;25(8):109~111

摘要 大丰市地处江苏省东部,总人口 74 万,是我国经济发展百强县和首批生态建设示范市。由于缺乏资源,整个城市的生活和商业用燃气绝大部分以外购的液化石油气为主。为使大丰市用上更清洁的天然气并降低用户费用,大丰市从距该市 55 km 的射阳气田盐城门站,通过高压瓶组将压缩天然气(CNG)运到大丰市建设的 CNG 加压储存站,减压后进入原有的液化石油气(LPG)管网向用户供气。为此,介绍了大丰市 CNG 减压储存站设计和投用情况,并对投用过程存在的问题进行了分析。该站投运后,用户使用天然气比原使用 LPG 其燃料费用降低了 1/3,并取得了比使用 LPG 更好的环保效益。

关键词 江苏省 压缩天然气 替代 液化石油气 加压储存站 操作 技术 优化

通达大丰天然气有限公司为推进城市燃气向高效清洁方向发展,依托相距 55 km 的射阳气田建于盐城市的高压天然气门站,在江苏大丰市建设了压缩天然气(CNG)利用工程。该工程于 2003 年 10 月开工建设,2004 年 6 月投入商业运营。

一、设计分析

大丰市压缩天然气利用工程包括 CNG 减压储存站和城市燃气管网,由于原大丰市区内液化石油气管网可利用,因此只需约 2 km 管道将 CNG 站与原管网连接起来,故笔者仅对 CNG 减压储存站加以分析。CNG 减压储存站包括可移动高压瓶组(撬车)、卸车台、调压系统、球罐、热水循环系统、加臭设施、仪表配电系统、消防设施、综合办公楼等内容。

1. 设计规模

大丰市 CNG 减压储存站设计规模为向 20000 用户供气,高峰段小时供气量为 2106 m³,天然气组成见表 1,相关物性见表 2。

表 1 天然气组成表 %

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	CO ₂
体积	96.57	1.56	0.34	0.07	0.08	0.03	0.03	1.34

2. 工艺流程

CNG 减压储存站设计工艺流程见图 1。压力小

表 2 天然气相关物性表

项目	密度 (kg/m ³)	分子量	低热值 (MJ/m ³)	高热值 (MJ/m ³)	运动黏度 (10 ⁻⁶ m ² /s)
数值	0.753	16.825	36.18	40.11	13.85

于等于 25 MPa 的压缩天然气由撬车运入储气站,经过一级热水换热器加热、一级调压器减压使 CNG 压力由 25 MPa 降到 7 MPa,再经二级热水换热器加热、二级调压器减压到 1.6 MPa,一部分天然气去贮罐贮存,一部分由三级调压器减压到 0.2 MPa,经过加臭、计量进入城市管网。换热器所需热水来自热水锅炉。

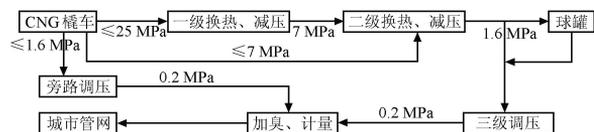


图 1 CNG 减压储存站工艺流程框图

3. 主要操作系统

(1) 卸车台

设计操作压力为 25 MPa,总管为 DN80,两套卸车接口系统。

(2) 储气系统

根据用气量发展情况设置两种模式。目前采用两组可移动高压瓶组储气,每组由 144 个 80 L 高压

作者简介:阮中伟,1966 年生,硕士,高级工程师;从事燃气安全生产管理工作。地址:(200235)上海市通达能源有限公司。电话:(021)64400153 转 8025,13761983500。E-mail: rzw873@sohu.com

气瓶组成。当用户数为10000户以上时采用球罐储气,设计规模为2台 1000 m^3 、 1.6 MPa 的球罐。

(3)三级调压系统

调压站选用三级减压站1座,流量为 $2000\text{ m}^3/\text{h}$ 。一级、二级减压前设加热器,换热面积分别为:一级加热器 2.61 m^2 ,二级加热器 1.82 m^2 。一、二、三级调压器后压力分别为 7.0 MPa 、 1.6 MPa 、 0.2 MPa 。

(4)热水循环系统

为防止高压天然气降压导致调压器出口温度过低损坏调压设备,采取在加压降前用循环热水对天然气进行加热的方法。热水由2台热水锅炉提供,每台输出热量为 $10\times 10^4\text{ kcal/h}$,燃料为天然气,燃气耗量为 $11.3\text{ m}^3/\text{h}$ 。热水循环泵2台,每额定排量为 $6\text{ m}^3/\text{h}$,额定扬程为 19 m 。

(5)加臭计量系统

在出站前设四氢噻吩自动加臭装置一套,加臭量 $15\sim 20\text{ mg/m}^3$ 。四氢噻吩采用电磁驱动柱塞式隔膜计量泵加入天然气中。

(6)消防系统

站区设 250 m^3 消防水池一座,口径为 $\text{DN}100$ 的消防环管,消防水源来自市政给水管网。2台消防泵为地下消防泵,流量 $80\text{ m}^3/\text{h}$,扬程 33 m 。

(7)仪表控制系统

在综合办公楼内设置仪表控制室,集中显示现场一次仪表的远传信号,用氮气作为紧急切断阀的仪表风。

二、投用过程技术分析

大丰市CNG减压储存站于2004年5月建成验收合格,经一个多月试运行,6月26日正式投入商业运营。随着大丰市新老管道燃气用户分区域置换投用,CNG站供气量逐渐增大,同年8月15日大丰市全城置换完毕,CNG站供气量达到最大。在试运行和置换投用过程中,暴露出该站设计和建设中存在的一些技术问题。

1.工艺流程存在的问题

(1)自用燃气工艺流程

站区自用天然气作为供热水锅炉燃料,在站区调压系统投用时,必须首先开启热水循环系统,而锅炉的燃气来自经降压出站的天然气总管,虽然设计上在燃气出站处设置了调压系统出口阀和站区出站

处也设置了阀,但自用燃气却是从站区出站阀(第二道阀门)后引出,而不是从两道阀门之间引出。在CNG站首次投用时,由于出站管网中充满空气,必须置换合格后锅炉才能点火。为确保安全,首次置换不得不将燃气置换至 2 km 外的总管第三道阀门处。由于高压燃气降压大量吸热,使调压系统温度急剧下降,为防止系统设备损坏,操作中只得采取间断供气、并且控制出站燃气流量极小的方法。

(2)调压系统流程

由于进站CNG系统压力高,故工艺管道及阀门压力等级很高,阀门体积较大,而整个调压系统设计又太紧凑,旁通管线与主管线相距太近,多个阀门安装位置不合理,导致无法正常操作。

2.仪表控制方案存在的问题

(1)热水循环泵运行控制方案

设计上热水循环泵的开启由出站燃气温度控制,当温度低于 $10\text{ }^\circ\text{C}$ 时,热水泵启动,高于 $10\text{ }^\circ\text{C}$ 时,热水泵停止运行。这样的控制方案使热水泵频繁启动,加之当热水温度高于设定值时锅炉自动熄火,导致热水循环系统运行极不平稳。目前改为热水循环泵手动控制开停,正常运行时泵不停,热水循环不间断。同时锅炉设置一个适宜的水温,保证了热水循环系统平稳运行。

(2)高压燃气自动切断设置

为防止操作异常时高压燃气对后路低压系统的冲击,站区调压系统除在一、二级调压器后设安全泄放阀外,还在一级调压器入口设置了紧急切断阀,但设定值不合理,设定值比安全泄放阀启跳压力高 0.4 MPa 。出现了安全泄放阀启跳但供气不中断的现象,大量的天然气被放空,不仅造成天然气浪费,还对整个区域也构成了安全隐患。故目前改为切断压力比安全泄放阀启跳压力低 0.2 MPa ,后路不正常时,首先切断燃气供应,避免了安全阀启跳和燃气放空。

(3)工艺指标完善

由于一级调压器安全阀启跳压力仅为 6.4 MPa ,故将一级调压器出口操作压力由设计的 6.8 MPa 降为 6.0 MPa ,但操作中发现其与 6.4 MPa 的泄放压力太接近,目前按 5.5 MPa 操作。热水锅炉出口温度达不到设计要求的 $95\text{ }^\circ\text{C}$ 以上,故按最高的 $85\text{ }^\circ\text{C}$ 设定。由于供热量小,一级换热器出口燃气温度达不到设计要求的 $60\text{ }^\circ\text{C}$,故只好通过调整换热器

出入口阀门开度,加大一级换热器热负荷,从而控制其出口燃气温度为 40 ℃。

3. 工艺管线吹扫

在 CNG 站正常投用之前,应对燃气系统管线进行吹扫试压,目的是清除管线里的焊渣、铁锈等杂物。大丰 CNG 站投用前燃气管线的吹扫和试压同步进行,用试压结束的泄压来代替工艺吹扫。吹扫时没有将调压器、流量计等元件拆除,造成吹扫不彻底,在系统投用过程中对调压系统正常操作的影响是显而易见的,调压系统多次出现振动、噪音、出站流量不稳定等异常现象。重新将调压器拆下打开检查,发现指挥器气相管路中有颗粒状焊渣,正是这些颗粒造成指挥器气相管路中气相流动不稳,同时发现调压器入口过滤器脏,这就是造成调压器不能正常工作的原因所在。清洗、吹扫后才恢复正常。

三、运营状况分析

1. 站区运行状况技术标定

大丰 CNG 站投入运行后,对其进行了技术标定,标定按供气量不同分别采集数据,标定数据汇总表见表 3。

从上述技术标定中可看出,调压系统操作弹性较大,各操作参数控制平稳,总体运行情况良好,可满足目前城市供气需求。

2. 效益分析

大丰 CNG 站投用后,全市管道燃气用户全部用上了清洁燃料天然气。从社会效益上讲,为节约能

表 3 标定数据汇总表

项 目	流 量(m ³ /h)								
	495	515	1004	1005	1539	1533	1488	1832	1844
入口压力	13.56	11.43	10.0	9.86	15.83	15.2	14.72	14.32	13.7
一级出口压力	5.16	5.2	5.12	5.07	5.25	5.25	5.23	5.15	5.15
二级出口压力	1.50	1.52	1.55	1.55	1.54	1.52	1.51	1.49	1.50
出站压力	0.139	0.134	0.174	0.174	0.136	0.137	0.136	0.135	0.135
热水炉出口水温	85	85	85	85	85	85	85	85	85
换热器入口水温	73.4	72.3	71.5	70.8	71.7	70.5	71.1	71.9	73.1
一级出口水温	52.9	53.0	56.5	55.3	72.9	63.6	56.5	61.1	55.8
一级出口气温	41.4	39.7	38.1	37.6	34.8	36.7	35.7	34.2	33.2
二级出口水温	56.3	55.7	52.2	51.0	69.6	59.8	50.3	54.1	49
二级出口气温	49.1	48.7	47.8	47.2	34.7	34.9	33	35.9	32.8
出站气温	30.1	29.0	29.2	28.7	22.7	17.7	13.7	15.5	11.3

注:表中压力单位为 MPa,温度单位为 ℃。

源、保护环境做出了积极贡献;从经济效益上讲,用天然气代替液化石油气后,可为用户节约三分之一的燃气费用,公司也实现了一定的经济效益。实现了社会效益和经济效益双赢。

参 考 文 献

- 1 蒋士章,王寿喜等.输气站场计算机辅助设计系统开发.天然气工业,2001;21(3):79~81
- 2 肖晓华,谭小平等.输气站场计算机辅助设计系统开发.天然气工业,2001;21(3):96~97

(修改回稿日期 2005-06-16 编辑 居维清)