

储气库放空系统优化技术研究

张 旭

中国石油辽河工程有限公司, 辽宁 盘锦 124010

摘 要:地下储气库工程的放空系统由放空管网及火炬组成,放空量的确定是决定放空系统的关键要素。放空系统泄放量不应是集注站最大处理量,应综合分析计算各种泄放工况下的泄放量及各种工况同时发生的概率后确定。秦皇岛—沈阳天然气管道储气库工程集注站放空系统为事故状态下放空,满足注采集输管线、集注站、双向输气管道的放空需求。通过集注站平面分区布置、工艺系统划分、高低压分开设置的方法对天然气站场放空进行分析计算和设备选型,确定高压放空和低压放空分开设置的放空系统方案,解决了天然气站场放空规模过大,放空设施浪费的问题。该方法属国内首次应用,目前已被其他同类型储气库借鉴。

关键词:储气库;高低压放空系统;泄放量;安全阀

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2014.03.002

0 前言

秦皇岛—沈阳天然气管道储气库工程属于东北地区首例枯竭型油气藏地下储气库,具有工况种类繁多、参数变化显著、介质成分复杂、压力高、等级多等特点。25种采气工况,温度 19~62.4℃,压力 6~19 MPa,调峰规模 $300 \times 10^4 \sim 1\,500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,采出气中含黑油。主要工艺参数波动幅度大,对地面工艺系统流程的确定、设备的选型、站场的布置带来了难度。注采气系统设有 4 个压力等级(28、14、10、1.6 MPa),各压力等级衔接处多,最高运行压力达 26 MPa,尤其是放空系统,放空量大,装置规模设施大,高压系统放空压力高,泄放条件苛刻,瞬时泄放量远大于平均泄放量,系统动态负荷远较常规泄放复杂,泄放压差大,泄放温度低。对此,放空系统设计面临技术挑战。

1 泄放量的确定

秦皇岛—沈阳天然气管道储气库工程根据工艺系统的特点,集注站设高、低压 2 套放空系统。集注站放空系统需满足 ESD 泄放和安全阀放空两种工况下的放空量最大值,不叠加。安全阀放空量与工程自控水平及可

靠度有关,ESD 泄放量与工艺系统有关,该工程集注站接收多个单井来气,每口单井均设有独立的 ESD 阀门,其泄放量按产量最大的 1 口单井不能关断的工况考虑。

1.1 高压放空系统

高压工艺设备安全阀、压缩机安全阀等放空进入高压放空系统。

1.1.1 采气系统放空

集注站放空主要包括设备检修放空、安全阀保护放空、事故放空。其中,设备检修放空为有组织的放空,可以人工控制调节放空量和放空时间^[1];安全阀保护放空为设备事故状态放空,仅对某个系统内的设备进行泄压保护,放空量小;事故放空为集注站火灾、爆炸等情况下的紧急放空,放空量大。因此,在计算集注站放空量时,要考虑事故状态下的最大放空量。

根据石油天然气行业标准 SY/T 0043-2002《泄压和减压系统指南》3.19.1 条论述,综合分析以单套处理轻烃的设备出现事故时放空量为最大放空量^[2]。经计算 15 min 内压力降至 690 kPa 的最大放空量为 23 040 m³,由于设备内压力约 13 MPa,如果不限流直接放空,则瞬时放空流量可达 $87.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,非常大,且压力降低急剧,

收稿日期:2013-11-05

基金项目:秦皇岛—沈阳天然气管道储气工程项目资助(2010-016)

作者简介:张旭(1981-),女,辽宁抚顺人,工程师,学士,主要从事天然气储运研究与设计工作。

产生低温。因此,在放空阀后设限流孔板。采气系统 15 min 内放空流量变化曲线,见图 1。

从图 1 可知,在 14.6 min (877 s) 时满足放空要求,15 min 内最大放空流量为 $13.29 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。因此,采气期最大放空流量为 $13.29 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

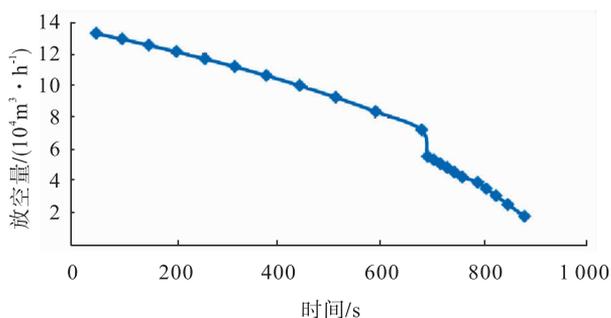


图 1 放空流量变化曲线图

1.1.2 注气系统放空

压缩机组是注气系统的核心设备,单台压缩机放空量为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,事故状态下压缩机组需逐台放空。因此,集注站注气系统高压最大放空量为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

1.1.3 线路放空

由于集输管道未设置阀室,因此,集输管道检修时的放空利用集注站内的放空火炬。采气集输管线和注气集输管线不同时运行,各自放空。根据不同采气工况,采气集输管道最大放空量为 $42.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,当采气管线压力 12.8 MPa 时,最大放空流量 $13.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,压力降至 0.8 MPa 时,放空流量 $2.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,放空时间约 12 min,全部放空需要 2~5 h。注气集输管道的最大放空量为 $39.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,当注气管线压力 26 MPa 时,最大放空流量 $10.004 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,压力降至 4 MPa,放空时间约 8 min,全部放空需要 2~4.5 h^[3-4]。

因此,高压系统放空量以单套处理轻烃的设备出现事故时放空量为最大放空量,单套处理轻烃设备中,压缩机为最大放空设备,以此单台压缩机放空量 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 为高压系统最大放空量,高压放空火炬设计规模为 $500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[5]。

1.2 低压放空系统

集注站辅助系统设备及低压管线放空进入低压放空系统,包括乙二醇系统、导热油系统、低压工艺设备安全阀、压缩机安全阀等设备的少量低压气放空(放空压力 < 1.6 MPa)。因此,低压放空火炬设计规模为 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 安全放空系统的设置

集注站高压放空系统分 3 个压力等级: 28、14、10 MPa。正常生产时,系统放空压差大,因此流速高,流

量大,采气系统介质含有少量砂粒,可能对放空阀门造成冲蚀、磨损。因此放空系统阀门设置双阀,结构为球阀+旋塞阀+限流孔板。限流孔板的作用是防止放空时瞬时流量过大,造成放空火炬超负荷,放空系统震动强烈。

集注站低压放空系统压力等级为 1.6 MPa,主要为低压设备安全阀放空。

3 安全阀的设置

集注站内注采气系统安全阀的压力等级为 14、10、1.6 MPa。集注站设备安全阀计算结果见表 1。

表 1 集注站设备安全阀计算

序号	设备名称	放空量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	安全阀 定压/ MPa	流体温度/ °C	安全阀 喷嘴面 积/ cm^2	安全阀 公称尺 寸/(in. xin.)
1	旋流分离器	500	6.4	5~30	28.22	4×6
2	过滤分离器	500	6.4	5~30	28.22	4×6
3	预分离器	350	13.8	-5~45	8.13	3×4
4	段塞流捕集器	350	13.8	-5~45	8.13	3×4
5	生产分离器	350	13.8	-5~45	8.13	3×4
6	绕管式换热器	350	13.8	-5~45	8.13	3×4
7	低温分离器	350	9.8	-15~30	8.13	3×4
8	乙二醇富液与凝液分离器	100	9.8	-15~30	5.41	2×3

注: 1in.=25.4 mm

4 结论

储气库集注站放空系统最大放空量并不简单地等于单井最大配产量或者集注站生产规模,而是与实际的操作工况和工艺系统配置相关。将集注站分区、延时泄放理念,应用于储气库工程的放空系统设计中,使储气库工程放空系统不再按集注站最大处理量简单地确定泄放量,减少了工程投资以及事故状态下的无效放空,同时也减少了对环境的污染。

该工程尚未解决低压火炬放空时,装置放空量少而无法引燃火炬的情况。少量可燃性气体仍存在于火炬汇管中。目前,采用火炬氮封的方式将气体封存管道内,使低压放空气累计叠加,引燃火炬。

参考文献:

- [1] 郭刚,周书仲,高顺华. 压缩机组间歇性天然气放空问题的处理[J]. 天然气技术与经济, 2011, 5(1): 47-49.
Guo Gang, Zhou Shuzhong, Gao Shunhua. Countermeasure against Intermittent Gas Blowout for Compressor Set[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(1): 47-49.
- [2] SY/T 10043-2002, 泄压和减压系统指南[S].
SY/T 10043-2002, Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems[S].
- [3] 李镨,牛树伟,刘治华. 长输天然气管道输损管理[J]. 油气储运, 2010, 29(9): 708-710.
Li Kai, Niu Shuwei, Liu Zhihua. Gas Transmission Loss Control of Long-distance Gas Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29(9): 708-710.
- [4] 叶学礼. 天然气放空管路水力计算[J]. 天然气工业, 1999, 19(3): 77-81.
Ye Xueli. Hydraulic Calculation of Natural Gas Vent Line [J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(3): 77-81.
- [5] 王功礼,梁月霞. 火炬设计计算[J]. 石油规划设计, 1997, 8(5): 9-11.
Wang Gongli, Liang Yuexia. Design and Calculation of Flare [J]. Petroleum Planning and Engineering, 1997, 8(5): 9-11.

南约洛坦 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能项目投产

土库曼斯坦当地时间 2014 年 4 月 19 日 8 时 58 分, 由川庆钻探土库曼斯坦分公司承建的南约洛坦 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 商品气产能建设交钥匙 (EPC) 总包项目, 天然气处理厂第 6 列主装置顺利投产进气, 15 时零 8 分钟成功外输优质商品气, 标志着项目全面建成投产。

南约洛坦 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 商品气产能建设项目是川庆钻探在海外首次独立承担的超大型整装气田开发交钥匙 (EPC) 工程, 涉及面广, 工作量和难度大。项目包括 22 口生产直井、1 座由 6 列生产装置组成的天然气处理厂、2 座预处理厂和集输、外输、水源站、生活营地、公路、铁路等系列配套工程的设计和施工。项目建成后, 每年可生产商品天然气 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$, 凝析油 $8.05 \times 10^4 \text{ t}$, 硫黄 $67.79 \times 10^4 \text{ t}$ 。

项目自 2010 年 8 月全面启动以来, 在中土两国元首的亲自推动下, 川庆钻探充分发挥产业链完整的一体化服务和“六高”气田勘探开发的特色技术优势, 调派精兵强将, 调集精良设备, 外聘国际知名监督公司全面监控施工进度和质量。经过 1 万多名中土参建员工 3 年多的艰苦努力和顽强拼搏, 以 100% 的成功率率先圆满完成钻井施工和试气任务。2013 年 6 月 18 日, 地面工程实现机械完工; 8 月 22 日, 首气投产一次成功; 9 月 4 日, 中土两国元首参加了竣工投产仪式。处理厂第 6 列装置投产试运行取得一次性成功, 意味着项目已由施工投运全面转入整体移交阶段。

目前, 川庆钻探是承担土库曼斯坦南约洛坦气田一期 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设项目的三家外国承包商中唯一实现项目全面建成投产的公司, 项目已累计生产原料天然气 $25.24 \times 10^8 \text{ m}^3$, 外输商品天然气 $22.57 \times 10^8 \text{ m}^3$, 生产硫黄 $11.4 \times 10^4 \text{ t}$ 。项目的建成投产为中亚天然气管道 C 线提供了稳定气源, 对加速新丝绸之路经济带建设具有重要意义。

(兰洁 摘自中国石油新闻中心网)