

长输首站压缩机停运对天然气处理厂的影响分析

吴梁红¹ 陈晓楠² 杨文川³ 宗媛² 陈飞⁴

1. 中国石油天然气股份有限公司规划总院, 北京 100083;

2. 中国石油集团工程设计有限责任公司北京分公司, 北京 100085;

3. 中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610041;

4. 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院, 北京 102249

摘要:为了降低天然气长输管道首站压缩机停运对上游天然气处理厂的影响以某天然气长输管道首站现有管道系统为基础,利用SPS软件对长输管道首站的压缩机单机和双机失效停运对其上游天然气处理厂的生产影响进行分析,得到天然气处理厂的允许缓冲时间,提出三种不同的解决措施,同时对不同失效情况下的应对措施效果进行了模拟验证,为上游天然气处理厂和天然气长输管道的安全生产和运营提供技术支持。

关键词:天然气处理厂;长输首站;压缩机失效;SPS软件;措施

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2016.06.002

0 前言

某天然气长输管道工程是我国继西气东输之后的第二大天然气长输管道,具有距离长、输送量大、设计压力高的特点。天然气长输管道全长超2 000 km,干线设计压力10 MPa,管径 $\Phi 1\,016$ mm,沿线设有3座压气站,可以满足 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的输送要求^[1]。管道投产以来,由于上游气田外输量限制,长输首站一直没有增设压缩机。近年来,随着管道外输量增加,需投运首站压缩机,但首站和上游天然气处理厂之间的联络管线仅250 m,缓冲能力太小,若首站在额定工况下出现机组故障停机,会导致整条长输管道水力系统运行不稳定,轻则影响外输站压缩机组稳定运行,重则可能导致上游天然气处理厂无法正常生产甚至发生安全事故^[2],因此,本文将重点运用SPS软件^[3-5]分析研究长输首站压缩机投产后失效停运对上游天然气处理厂影响^[6-7],进而提出有效可行的应对措施。

1 模型建立

某天然气长输管道首站主要接收上游天然气处理厂和联络线管道来气,同时兼顾调压分输供气至A城市,分输量为 $189.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。长输管道首站配置3台GE电驱压缩机机组(2用1备),压缩机最小连续转速4 412 r/min,最大连续转速6 615 r/min,额定功率6 092 kW,设计进口压力7.01 MPa、出口最高压力9.85 MPa,实际运行进口压力6.0~8.1 MPa、出口压力7.50~9.50 MPa,压缩机控制模式为转速控制,同时根据长输管道首站现场运行情况,压缩机冷启时间约30 min,空冷器出口设计温度52℃,目前实际出口温度37~52℃。上游气田处理系统包括4条集气管线、1条集气干线和1座天然气处理厂,天然气处理厂与长输管道交接压力不超过8.0 MPa。SPS软件模型中,各气源点均采用压力控制模式,各分输用户采用流量控制模式,末站采用压力控制模式^[8-10]。管道系统示意图见图1,各管道基本参数见表1。

收稿日期:2016-07-28

作者简介:吴梁红(1985-),男,四川眉山人,工程师,硕士,主要从事石油与天然气集输储运技术工作。

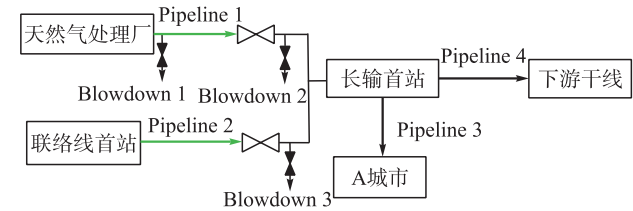


图 1 管道系统示意图

表 1 各管道基本参数

管道名称	长度 /km	设计压力 /MPa	管径 /mm	壁厚 /mm
Pipeline 1	0.25	10	1 016	17.5
Pipeline 2	202	10	1 016	17.5
Pipeline 3	75	6.3	508	8
Pipeline 4	2 000	10	1 016	17.5

2 首站压缩机停机影响分析

长输管道在冬季最大输量下首站进站压力 7.80 MPa, 压缩机出口压力 9.65 MPa, 气体处理厂外输输量 $3\,185 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 联络线起点压力 7.85 MPa, 供应量 $800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 此时在不考虑利用联络线储气情况下, 分析管道首站压缩机单机和双机失效停运对天然气处理厂的影响。

2.1 双机停运影响分析

当长输管道首站 2 台在运压缩机事故紧急停机, 30 s 后关断联络线与天然气处理厂之间的跨接管线(阀门全行程关闭时间为 30 s)^[11]。由于天然气处理厂与首站间的管道长度仅 250 m, 充水容积仅 189 m³, 管道缓冲能力极小, 因此在压缩机停运瞬间, 管道充装效应使天然气处理厂出口压力(首站进站压力)迅速上升, 出口流量迅速减小, 即 1 min 后天然气处理厂出口压力将达到 8 MPa, 同时天然气处理厂外输流量减小至 $493 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。首站双机停运后天然气处理厂出口压力和流量随时间变化见图 2。

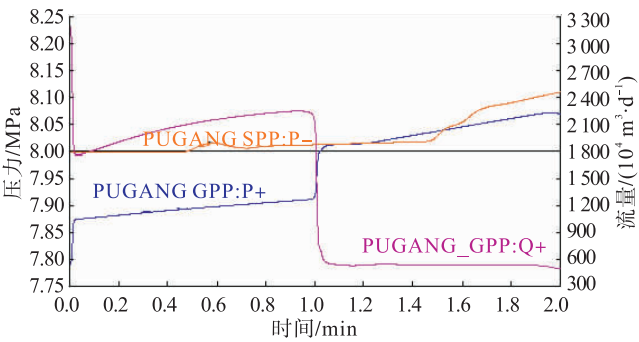


图 2 首站双机停运后天然气处理厂出口压力和流量随时间变化图

2.2 单机停运影响分析

当长输管道首站 1 台压缩机事故紧急停运, 30 s 后关断联络线与天然气处理厂之间的连接管线(阀门全行程关闭时间为 30 s), 由于管道充装效应, 天然气处理厂出口压力瞬间升高, 流量瞬间^[12]降低至 $2\,600 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 但此后由于现场另 1 台在运压缩机控制模式为定转速控制, 因此其工作点往阻塞线移动, 使得天然气处理厂外输流量有所恢复, 出口压力又逐渐降低, 35 min 后在运压缩机的工作点到达阻塞线, 即此时压缩机达到最大处理量, 天然气处理厂出口压力基本维持在 7.85 MPa, 流量维持在 $2\,735 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此, 长输管道首站单机停运工况不会造成天然气处理厂出口压力大于 8.0 MPa, 即首站单机停运对天然气处理厂的安全生产影响不大, 但天然气处理厂的外输量需降低 15%。首站单机停运后天然气处理厂出口压力和流量随时间变化见图 3, 单机停运后首站压缩机工作点变化见图 4。

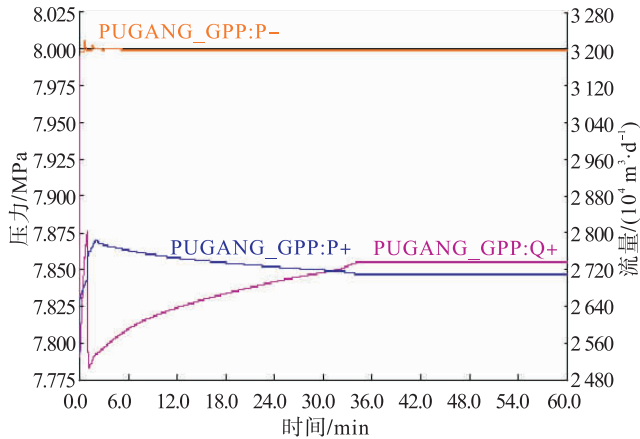


图 3 首站单机停运后天然气处理厂出口压力和流量随时间变化图

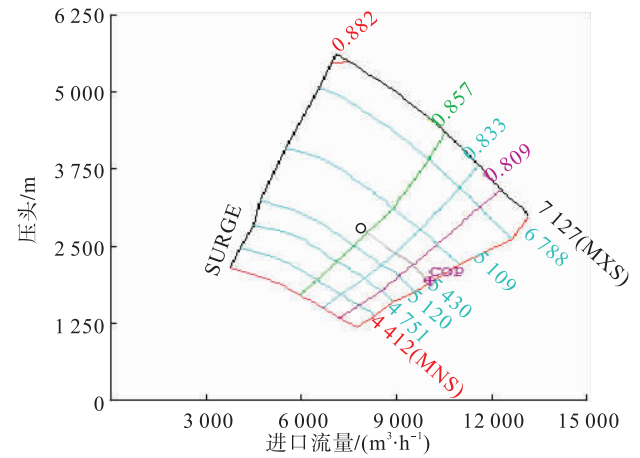


图 4 单机停运后首站压缩机工作点变化图

综上所述可以看出, 当长输管道首站双机停运时, 天然气处理厂出口压力在 1 min 内将超过 8.0 MPa, 原因在

于天然气处理厂和长输首站之间的连接管线仅 250 m, 缓冲能力太小。

3 应对措施分析

根据长输首站管道系统情况, 提出三种应对措施: 仅利用联络线储气; 利用联络线储气 + 处理厂和外输首站放空^[13]; 利用联络线储气 + 缩短压缩机启机时间。同时在分析三种应对措施可行性时还须考虑其对联络线生产是否造成影响。

3.1 仅利用联络线储气

仅利用联络线储气(简称措施1), 当长输首站双机停运, 30 min 后重新启动第1台压缩机, 1 h 后重新启动第2台压缩机。措施1下天然气处理厂出口压力和流量随时间变化情况见图5。从图5可以看出, 打开联络线和天然气处理厂之间的截断阀门后, 天然气处理厂出口压力约8 min 增加至8.0 MPa, 第1台压缩机启动完成后, 首站出口流量迅速增加至 $2\,300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 压缩机进口压力迅速降低, 5 min 后天然气处理厂出口压力降至8.0 MPa, 而待第2台压缩机启动完成后, 第1台压缩机流量减小, 压缩机出口压力增加, 进口压力下降, 最终恢复至正常生产状态。

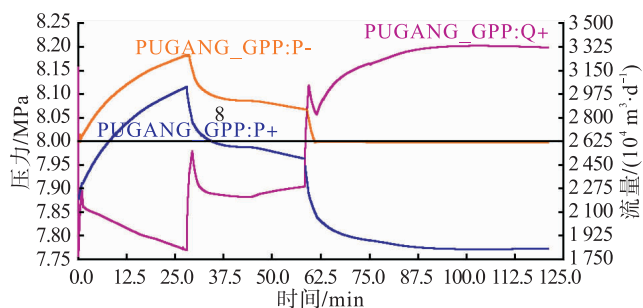


图5 措施1下天然气处理厂出口压力和流量随时间变化图

对联络线, 首站压缩机停运后, 天然气处理厂来气迅速向联络线倒流, 联络线末端最大流量将达到 $-1\,700 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 之后逐渐减小, 而联络线起点流量在压缩机停运后8 min 内与事故前相同 ($800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 但在11.7 min 左右降至0, 即措施1下联络线正常生产缓冲时间为8 min 左右, 此后, 由于天然气处理厂来气不断向联络线倒流充装, 联络线平均压力上升, 导致联络线起点压力和终点压力不断上升。当第1台压缩机启动完成后, 天然气处理厂来气不再向联络线倒流, 联络线末端流量(进入首站流量)迅速增加为 $500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 联络线末端压力开始迅速下降, 但联络线起点流量依然为0; 当第2台压缩机启动完成后, 联络线进入首站流量迅速

增加, 第2台压缩机启动13 min 后, 联络线起点压力下降至初始设定值, 进气量逐渐增加至 $800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 并稳定, 即联络线恢复正常生产所需时间约80 min。措施1下联络线起、终点压力和流量随时间变化见图6。

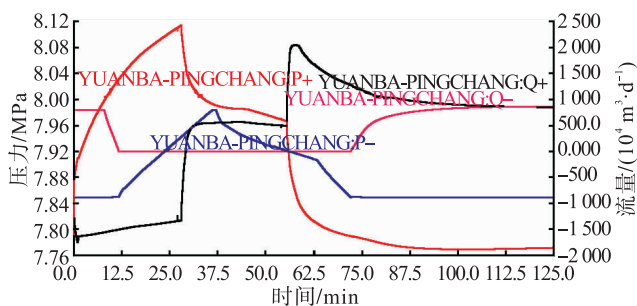


图6 措施1下联络线起、终点压力和流量随时间变化图

通过分析可以看出, 措施1下天然气处理厂最大出厂压力约8.2 MPa, 超过设定值8.0 MPa 持续时间达24 min, 同时联络线正常生产时间约8 min, 恢复生产时间约80 min。因此, 措施1不可行。

3.2 联络线储气 + 处理厂和外输首站放空

联络线储气 + 处理厂和外输首站放空(简称措施2): 利用联络线储气, 同时首站压缩机双机停运7 min 后放空阀开启(放空阀为2组, 1组在首站, 放空设计流量 $120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; 另1组在天然气处理厂, 放空设计流量 $1\,800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 30 min 后第1台压缩机启动成功, 并关闭放空阀, 此时天然气处理厂出口压力和流量随时间变化情况见图7。措施2下长输管道和天然气处理厂累计放空量约 $32 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。从图7可以看出, 措施2下打开联络线和天然气处理厂之间的截断阀门后, 天然气处理厂出口压力7 min 左右增加至7.98 MPa, 此时开启天然气处理厂和首站放空阀, 天然气处理厂外输气量瞬间上升至 $2\,800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 出口压力快速降低至7.94 MPa, 随后流量缓慢降至 $2\,400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 且基本保持

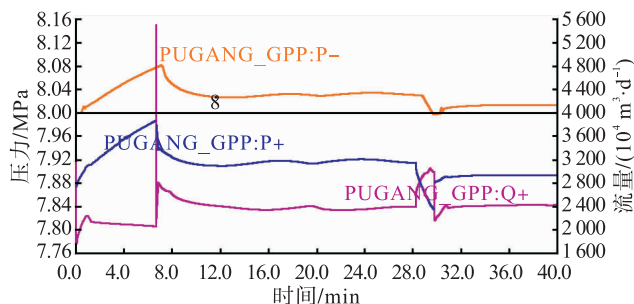


图7 措施2下天然气处理厂出口压力和流量随时间变化图

不变。当第1台压缩机启动完成后,天然气处理厂外输气量由 $2\,400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 迅速上升至 $3\,050 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,之后随着放空阀的关闭又快速下降至 $2\,400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右且保持稳定,同时天然气处理厂出站压力略有下降。

措施2对联络线的影响同措施1。首先天然气处理厂来气迅速向联络线倒流,联络线末端最大流量将达到 $-1\,700 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,之后逐渐减小,但随着7 min后放空阀开启,天然气处理厂来气不再向联络线倒流,联络线终点流量将维持在 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,而联络线起点流量在压缩机停运后10 min内与事故前相同($800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),但由于放空阀开启前天然气处理厂来气对联络线的充装,联络线起点流量将在12 min左右逐渐降低至0。此后随着第1台压缩机启动完成,联络线进入首站流量迅速增加为 $1\,630 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,之后下降稳定在 $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,6 min后,联络线终点压力降低至7.85 MPa,起点开始重新进气,气量缓慢上升至 $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,措施2下联络线起、终点压力和流量随时间变化情况见图8。

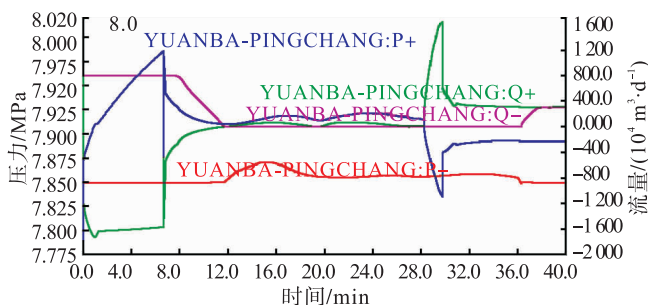


图8 措施2下联络线起、终点压力和流量随时间变化图

从上述分析可以看出,措施2下整个运行过程中天然气处理厂出站压力均未达到8.0 MPa,但联络线正常运行时间为10 min,恢复生产需要25 min,因此措施2可行。

3.3 联络线储气+缩短压缩机启动时间

联络线储气+缩短压缩机启动时间(简称措施3)。从措施1可以看出,长输首站2台压缩机停运后如果利用联络线储气,天然气处理厂出口压力在8 min左右增至8.0 MPa,因此,只要在这段时间可以完成至少1台压缩机的启动,将大大降低压缩机双机停运对天然气处理厂的影响。为此,建议加强压缩机的日常管理和维护^[14],提高其可靠性,使备用压缩机一直处于保压热备用状态,缩短压缩机启动时间^[15],如将压缩机启动时间控制在5 min内,此时天然气处理厂出口压力和流量随

时间变化情况见图9。从图9可以看出,措施3下天然气处理厂出站压力最高压力没有超过8.0 MPa,天然气处理厂出站气量在压缩机启动过程中由 $2\,090 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 迅速上升至 $2\,855 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,之后快速下降至 $2\,435 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右维持稳定。

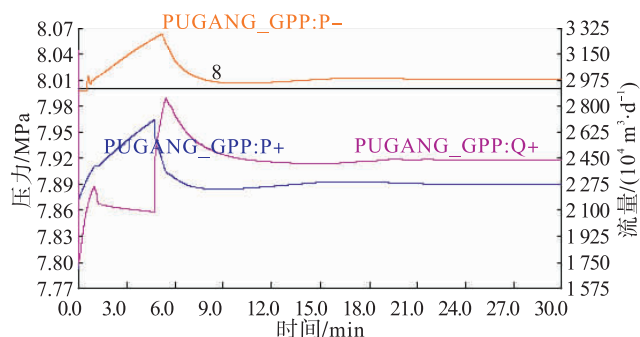


图9 措施3下天然气处理厂出口压力和流量随时间变化图

4 结论

1)长输管道首站双机停运后,天然气处理厂出口压力在1 min内超过8.0 MPa。

2)长输管道首站单机停运工况不会造成天然气处理厂出口压力大于8.0 MPa,即单机停运对天然气处理厂的安全生产影响不大,仅出厂外输气量需降低15%。

3)长输管道设计之初应充分论证首站压气站的选址位置,为避免压缩机机组事故停运导致上游天然气处理厂憋压影响其正常生产,具体间距应根据压缩机机组停运事故分析确定。

4)为了降低某长输管道首站压缩机停运对天然气处理厂的影响,采取联络线储气+处理厂和外输首站放空的措施可以避免首站双机停运后天然气处理厂出口压力超过8.0 MPa,同时建议加强压缩机的日常管理和维护,使备用压缩机处于热备用状态,缩短备用压缩机的启动时间。

参考文献:

- [1] 张平,周勇,曹雄,等.压缩机组停机保压控制逻辑优化[J].油气储运,2013,32(6):623-626.
Zhang Ping, Zhou Yong, Cao Xiong, et al. Optimization of the Control Logic for Pressure Maintenance by Shut-Down of Compressor Units [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32 (6): 623-626.
- [2] 苏欣,章磊,刘佳,等.SPS与TGNET在天然气管网

- 仿真中应用与认识[J]. 天然气与石油, 2009, 27(1): 1-3, 10.
- Su Xin, Zhang Lei, Liu Jia, et al. Application of SPS and TGNET in Natural Gas Pipeline Network Simulation [J]. Natural Gas and Oil, 2009, 27 (1): 1-3, 10.
- [3] 苏欣, 温钰梅, 叶卫华. 涩宁兰管输系统失效分析[J]. 天然气与石油, 2011, 29(1): 12-14, 33.
- Su Xin, Wen Yumei, Ye Weihua. Failure Analysis on Sebei-Ningxia-Lanzhou Gas Pipeline System [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29 (1): 12-14, 33.
- [4] 杨毅, 吕晓华, 魏凯, 等. 输气管道的典型瞬态工况分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(7): 71-73.
- Yang Yi, Lü Xiaohua, Wei Kai, et al. Typical Transient Working Conditions of Gas Transmission Pipelines [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (7): 71-73.
- [5] 赵俊, 陈永昌, 朱锋, 等. 利用SPS模拟西气东输管道压气站单机失效问题及建议[J]. 石油规划设计, 2012, 23(5): 43-46.
- Zhao Jun, Chen Yongchang, Zhu Feng, et al. Failure Analysis of the Compressor Stations in the West-to-East Pipeline Based on the SPS Model and Corresponding Suggestions [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2012, 23 (5): 43-46.
- [6] 袁璐, 闫小军. 利用SPS软件分析输气管道的瞬态工况[J]. 辽宁化工, 2014, 43(2): 149-154.
- Yuan Lu, Yan Xiaojun. Analysis on Transient Operating Conditions of Gas Pipelines by SPS Software [J]. Liaoning Chemical Industry, 2014, 43 (2): 149-154.
- [7] 郑云萍, 肖杰, 孙啸, 等. 输气管道仿真软件SPS的应用与认识[J]. 天然气工业, 2013, 33(11): 104-109.
- Zheng Yunping, Xiao Jie, Sun Xiao, et al. Application and Understanding of Stoner Pipeline Simulator [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33 (11): 104-109.
- [8] 李传宪, 王迪, 张树文, 等. 中亚天然气双线管道瞬态工况分析[J]. 油气田地面工程, 2015, 34(11): 46-48.
- Li Chuanxian, Wang Di, Zhang Shuwen, et al. Analysis on Transient Operating Conditions of Central Asia Pipeline [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2015, 34 (11): 46-48.
- [9] 徐嘉爽, 邱星栋, 李海润, 等. 基于SPS的长距离输气管道破损速率分析[J]. 油气储运, 2015, 33(3): 5-10.
- Xu Jiashuang, Qiu Xingdong, Li Hairun, et al. Analysis on Pressure Drop Rate of Damaged Long Distance Natural Gas Pipeline Based on SPS [J]. Oil and Gas Transportation and Storage, 2015, 33 (3): 5-10.
- [10] 刘定智, 刘定东, 李茜. TGNET及SPS软件在天然气管道稳态计算中的差异分析和比较[J]. 石油规划设计, 2011, 22(5): 18-22.
- Liu Dingzhi, Liu Dingdong, Li Qian. Variance and Analysis of TGNET and SPS Software in the Steady-State Calculation of the Gas Pipeline [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2011, 22 (5): 18-22.
- [11] 中国石油天然气集团公司. 输气管道工程设计规范: GB 50251-2015[S]. 北京: 中国计划出版社, 2015.
- China National Petroleum Corporation. Code for Design of Gas Transmission Pipeline Engineering: GB 50251-2015 [S]. Beijing: China Planning Press, 2015.
- [12] 蔡志刚. 川气东送管道压气站机组的配置分析[J]. 石油化工设备, 2010, 39(增刊1): 24-26.
- Cai Zhigang. Configuration Analysis of Compressor Units Used in Sichuan to East Gas Pipeline [J]. Petro-Chemical Equipment, 2010, 39 (Suppl 1): 24-26.
- [13] American Petroleum Institute. Pressure-Relieving and Depressuring System: API/ANSI-2014[S]. Washington DC: API, 2014.
- [14] 徐铁军. 天然气管道压缩机组及其在国内的应用与发展[J]. 油气储运, 2011, 30(5): 321-326.
- Xu Tiejun. Compressor Unit and Its Application and Development in Inland Natural Gas Pipelines [J]. Oil and Gas Transportation and Storage, 2011, 30 (5): 321-326.
- [15] 李刚, 刘培军, 王帅, 等. 管道压缩机组视情维护及其发展策略[J]. 油气储运, 2011, 30(8): 660-662.
- Li Gang, Liu Peijun, Wang Shuai. Current Situation and Development Strategy of Condition-Based Maintenance of Pipeline Compressor Sets [J]. Oil and Gas Transportation and Storage, 2011, 30 (8): 660-662.