

浅谈西气东输二线管存应急管理方法

姜 鹏 张 泽 张博越

中国石油集团北京油气调控中心, 北京 100007

摘 要: 针对天然气管道管存峰谷幅度较大造成管道运行不平稳的突出矛盾, 分析了天然气管道的管存参数, 提出了合理的管存控制方法进行调峰, 采用管段末端管存进行日调峰, 全线储气进行周调峰; 提出了目标管存的确定方法, 明确了天然气管道管存应急 I 级和 II 级的划分标准, 计算出了西气东输二线管存应急管理区域并给出了西气东输二线试行实例。研究成果对天然气管道平稳安全运行具有指导意义。

关键词: 西气东输; 管存控制; 调峰; 目标管存; 应急

DOI: 10. 3969 /j. issn. 1006 - 5539. 2017. 06. 005

Application of Emergency Pipeline Inventory Management for the Second West-to-East Natural Gas Pipeline

Jiang Peng, Zhang Ze, Zhang Boyue

PetroChina Oil & Gas Pipeline Control Center, Beijing, 100007, China

Abstract: Aimed at the unsteady pipeline operation caused by the gap between peak and valley of the pipeline inventory, the paper studies the pipeline inventory parameters of the natural gas transmission pipeline and proposes the appropriate peak-shaving techniques. Based on the peak-shaving principles, like the tail end pipe for gas storage can be applied as daily peak-shaving solution, the pipeline inventory along the whole line can be applied as weekly peak-shaving solution. This paper proposes the determination method for objective pipeline inventory, describing the calculation method of level I and II of pipeline inventory for emergency, figuring out the appropriate floating range of pipeline inventory and application case on the Second West-to-East natural gas transmission pipeline for trial implementation. The results have guiding significance for reliable and steady operation of natural gas pipeline.

Keywords: West-to-east gas pipeline; Pipeline inventory management; Peak-shaving solution; Objective pipeline inventory; Emergency

0 前言

2016 年, 中国石油天然气管网总进气量超过 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 国内外气田进气量占绝大部分, 达 94 %, 储气库

和 LNG 进气量仅占 6 %^[1]。目前, 储气库和 LNG 调峰的作用远远不能够保证天然气管道平稳运行, 天然气管道管存为中国天然气管网运行的重要调峰手段。管存是指天然气管道中实际储存的天然气体积量。中国天

然气管道管存受节假日和天气变化影响,峰谷幅度巨大,增加了管道运行风险^[2-7]。在实际生产运行中,急需制定针对天然气管道管存的应急管理方法,来满足用户需求,避免极端运行工况,降低管道的运行风险,对实际生产运行具有指导意义。2007 年,范莉等人^[2]提出采用管存对天然气管网进行调峰;2009 年,刘振方等人^[3]将国外企业的管存划分方法引入中国;2013 年,周建等人^[5]针对川渝管网,计算了应急情况下,川渝管网的最低管存;2014 年,焦金改等人^[6]提出了目标管存区域。目前,中国在管存控制方面研究较少,对于管存分区划分未提出明确的计算方法。本文统计分析了 2015 年 1 月~2016 年 6 月西气东输二线进气量、用户用气量、管存等实际运行数据,提出了目标管存的确定方法,明确了天然气管道管存应急 I 级和 II 级的划分标准,计算出了西气东输二线管存应急管理区域,提出了合理的调节方式。此管理机制已在中国石油集团北京油气调控中心(北京油气调控中心)试行,对于天然气管道平稳安全运行具有指导意义。

1 管存应急管理方法

1.1 目标管存的计算方法

标准状态下管存压力为 101.325 kPa,温度为 20℃。根据实际气体状态方程 $pV = ZRT$ 可得出管存理论计算公式^[8]:

$$LP = V \times \frac{p}{p_{sc}} \times \frac{T_{sc}}{T} \times \frac{Z_{sc}}{Z} \quad (1)$$

式中: LP 为管存, m^3 ; V 为管容, m^3 ; p 为管段实际平均压力, MPa; T 为管段实际平均温度, K; Z 为实际气体压缩因子; p_{sc} 为标准状态下的压力, MPa; T_{sc} 为标准状态下的温度, K; Z_{sc} 为理想气体压缩因子。

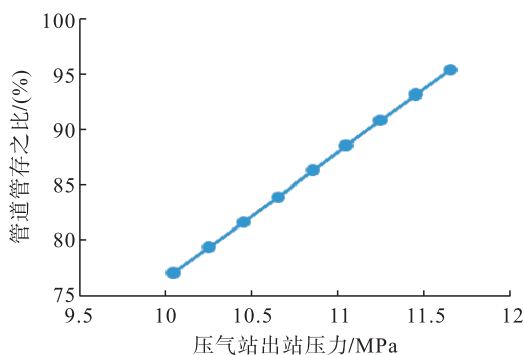
最高管存指管道在特定输量和运行在最高建议操作压力条件下对应的管道管存,如设计压力为 10 MPa 的管道,最高建议操作压力为 9.85 MPa。最低管存指管道在特定输量和运行在最低建议操作压力条件下对应的管道管存,最低建议操作压力一般取能够满足管线所有用户生产需求的最低压力及压气站最低进站压力。目标管存指管道日常运行中对特定管道设定的管存控制目标值,该值兼顾管存运行安全和调峰能力。

目标管存应根据压缩机负荷和管道管存量来确定。压缩机负荷在 65%~90% 之间^[4,9-11],管存量之比 R 为天然气管道实际管存与天然气管道的最高管存之比:

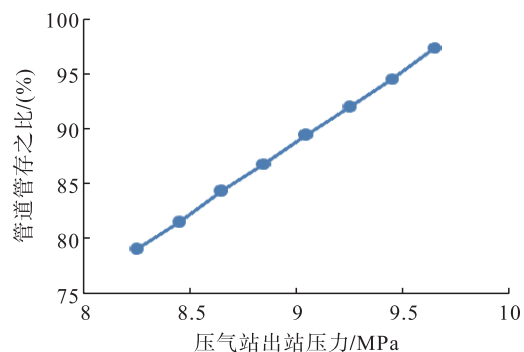
$$R = \frac{LP_{\phi}}{LP_{\max}} \quad (2)$$

式中: LP_{ϕ} 为天然气管道的实际管存量, m^3 ; $LP_{\max}$ 为天然气管道最高管存, m^3 。文中压力、温度由 SCADA 系统采

集,采用 TGNET 软件进行管存计算。西气东输二线天然气管道实际管存量与天然气管道的最高管存之比随压气站出站压力的变化见图 1。西气东输二线可划分为东西两段计算,西段为霍尔果斯首站至中卫站,设计压力为 12 MPa;东段为中卫站至广州末站,设计压力为 10 MPa。



a) 西段



b) 东段

图 1 西气东输二线管道管存之比随压气站出站压力变化曲线

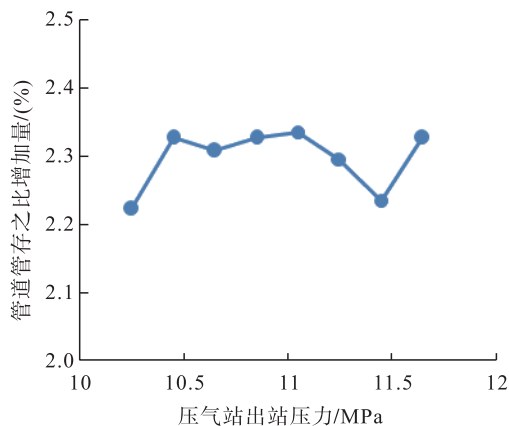
由图 1 可知,管道管存之比随压气站出站压力的升高而逐渐增加,计算出压气站出站压力为 p_j 时,管道管存之比 R_j 的增加量 ΔR_j :

$$\Delta R_j = R_j - R_i \quad (4)$$

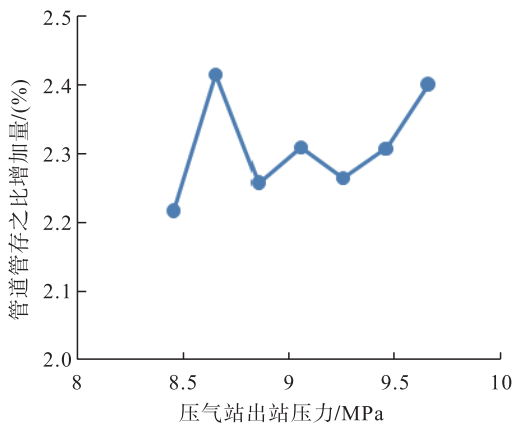
式中: ΔR_j 为压缩机出口压力 p_j 时,管道管存之比的增加量,%; R_j 为压缩机出口压力 p_j 时,管道管存之比,%; R_i 为压气站出站压力 p_i ($p_i = p_j - 0.2$) 时,管道管存之比,%。西气东输二线管道管存之比增加量随压气站出站压力的变化见图 2。

由图 1~2 可以看出,随着压气站出站压力的增加,管道管存之比逐渐增加,管道管存之比的增加量并没有一直增加。图 2-a) 输气压力为 11.25 MPa 时,管道管存之比为 90.93%,管道管存增加量为 2.30%;输气压力为 11.50 MPa 时,管道管存之比为 93.16%,管道管存增加量为 2.23%。由图 2 可以看出,随着压气站出站压力的增加,管道管存之比增加量变化幅度不大。图 2-a) 中管道管存之比最大值为 2.33%,最小值为 2.22%,相差 0.11%;图 2-b) 中管道管存之比最大值为 2.83%,最

小值为 2.43%, 相差 0.40%。管道日常运行中, 应尽量将管存控制在合理范围, 为管存的突然大幅上涨或者大幅下降留出足够的空间。因此, 结合实际运行经验, 运行的压缩机负荷在 65%~90% 之间, 管道管存之比在 90% 左右时, 天然气管道的管存为目标管存, 以西气东输二线西段目标为例, 2015 年西气东输二线西段管存见图 3。



a) 西段



b) 东段

图2 西气东输二线管道管存之比增加量随压气站出站压力变化曲线

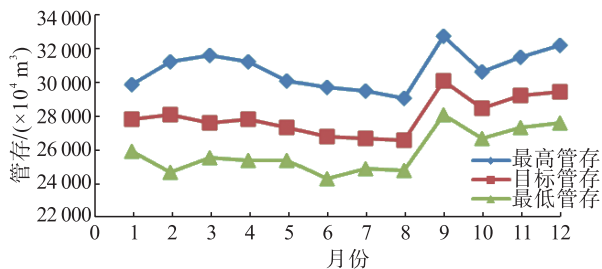


图3 2015 年西气东输二线西段管存

由图 3 可知, 每月目标管存与最高管存之间的差值称为管存上浮区, 目标管存与最低管存之间的差值称为管存下浮区。

1.2 管存应急 I 级区域的确定

由于用户用气量的不均衡性, 天然气管道运行中采用当日管道管存满足用户的每日用气量的波动; 根据用

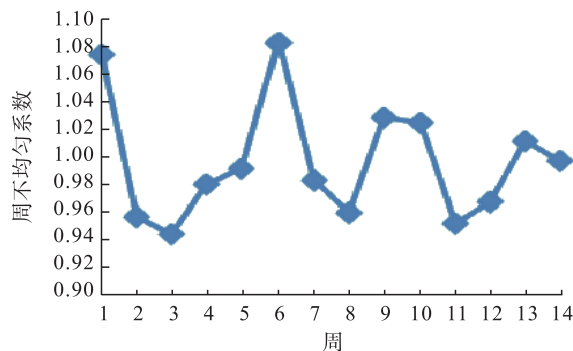
户的周用气规律, 采用 48 h 调节管道管存进行储气调峰^[12-17]。

管道每月的日平均进气量基本保持恒定, 与该月的日平均用气量保持一致。每周的用户用气量受节假日、天气等因素的影响产生波动。当用户用气量突然上涨, 大于月均用气量 (即大于月均进气量) 时, 管存将大幅减少; 当用户用气量急剧下降, 低于月均用气量 (即低于月均进气量) 时, 管存将大幅增加。当管存持续上涨, 且在 48 h 内有可能达到最高管存时, 此时的管存值为应急 I 级高管存; 当管存持续降低, 且在 48 h 内有可能达到最低管存时, 此时管存值为应急 I 级低管存 (在实际生产中协调上游气田提量和降量都需要时间, 且提量降量对管存产生影响也需要时间, 根据实际生产经验确定调整时间大概需要 48 h)。由于用户用气量随季节变化较大, 采用周不均匀系数来分析用户用气量的波动^[18]:

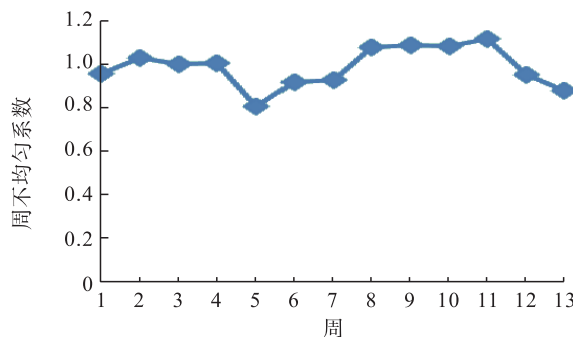
$$K_1 = \frac{Q_w}{Q_m} \quad (5)$$

式中: K_1 为周不均匀系数; Q_w 为该周的日平均用气量, m^3 ; Q_m 为该月的日平均用气量, m^3 。

由式(5)计算出 2015 年 1 月~2016 年 6 月西气东输二线周不均匀系数, 以 2015 年第 3、4 季度周不均匀系数为例, 见图 4。



a) 第3季度



b) 第4季度

图4 2015 年 3、4 季度西气东输二线周不均匀系数

分析 2015 年 1 月~2016 年 6 月计算结果可得, 周不均匀系数最大为 1.38, 最小为 0.75。当周不均匀系数为

0.75 时,管存上浮区为 $6\,988.50 \times 10^4 \text{ m}^3$,周平均日用气量比月均日用气量少 $2\,432.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,即管存 48 h 内上涨最大值为 $2\,432.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,占管存上浮区 34.8%;当周不均匀系数为 1.38 时,管道下浮区为 $7\,579.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,周均日用气量比月均日用气量多 $2\,648.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,即管存 48 h 内下降的最大值为 $2\,648.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,占管存下浮区 33.2%。由此,得出管存应急 I 级为管存与目标管存差值占上浮区或下浮区的 65%,以西气东输二线西段为例,见图 5。

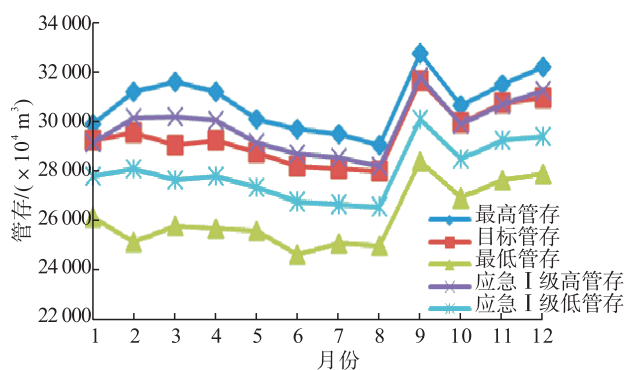


图 5 2015 年西气东输二线西段应急 I 级管存

1.3 管存应急 II 级区域的确定

由于用户大部分集中在管道末端,管道末端储气量须满足用户每日用气量的波动。天然气管道末端的流动属于不稳定流动,实际运行中按照稳定流动近似计算,储气量的计算^[19]:

$$V_2 = V_{\max} - V_{\min} = \frac{\pi D^2}{4} \frac{p_{\text{pjmax}} - p_{\text{pjmin}}}{p_0} \frac{T_0}{T_2 Z_2} l_z \quad (6)$$

式中: V_2 为储气管末端的储气量, m^3 ; $V_{\max}$ 为管道末端储气结束时的存气量, m^3 ; $V_{\min}$ 为管道末端储气开始时的存气量, m^3 ; D 为末端管道内径, m ; l_z 为管道末端的长度, m ; p_{pjmax} 为储气结束时管道的平均压力, Pa ; p_{pjmin} 为储气开始时管道的平均压力, Pa ; p_0 为工程标准状况下的压力, $p_0 = 101\,325 \text{ Pa}$; T_0 为工程标准状态下的温度, K ; T_2 为管道内气体温度, K ; Z_2 为管道内气体压缩因子。管道平均压力计算式^[20]:

$$p_{\text{pj}} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right) \quad (7)$$

式中: p_{pj} 为计算段管道平均压力, Pa ; p_1 为计算段管道起点压力, Pa ; p_2 为计算段管道终点压力, Pa 。

当管存持续上涨,且在 24 h 内有可能达到全线最高管存时,此时的管存值为应急 II 级高管存;当管存持续降低,且在 24 h 内有可能达到末端(或全线)最低管存时,此时管存值为应急 II 级低管存(一个天然气日为 24 h, T 日 8:00 到 $T+1$ 日 8:00,所有要调整用户销售气量需提前 24 h)。采用日不均匀系数来分析用户用气量的波动:

$$K_2 = \frac{Q_d}{Q_m} \quad (8)$$

式中: K_2 为日不均匀系数; Q_d 为该日用气量, m^3 ; Q_m 为该月的日平均用气量, m^3 。由式(8)计算出 2015 年第 3 季度西气东输二线用户日不均匀系数,见图 6。

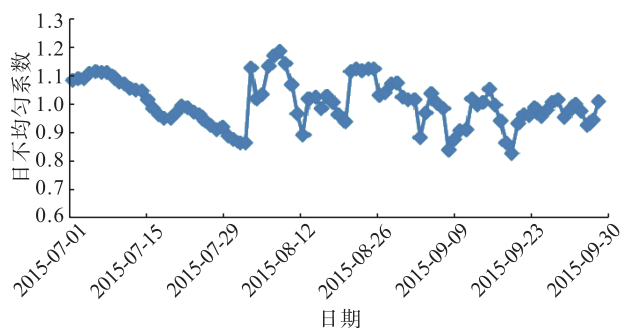


图 6 2015 年第 3 季度西气东输二线用户日不均匀系数

经式(8)计算可得,2015 年 1 月~2016 年 3 月,西气东输二线用户日不均匀系数最大为 1.72,最小为 0.67。当用户日不均匀系数为 0.67 时,管存上浮区为 $4\,889.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,全线用户该日用气量比月均用气量少 $621.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,即管存 24 h 内上涨最大值为 $621.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,占管存上浮区 12.7%;当用户日不均匀系数为 1.72 时,管存下浮区为 $5\,006.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,全线用户该日用气量比月均用气量多 $736 \times 10^4 \text{ m}^3$,即管存 24 h 内下降的最大值为 $736 \times 10^4 \text{ m}^3$,占管存下浮区 14.7%。由此,得出管存应急 II 级为管存与目标管存差值占上浮区或下浮区的 85%,以西气东输二线东段为例,见图 7。

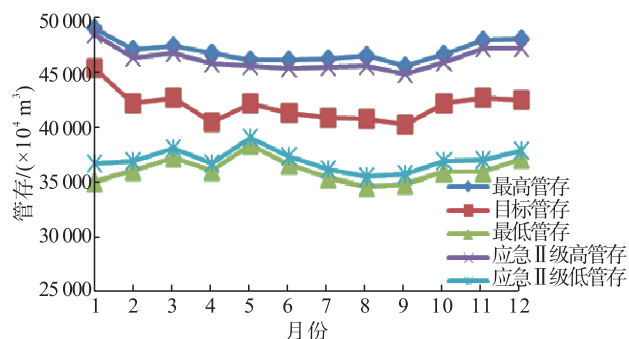


图 7 2015 年管道西气东输二线东段应急 II 级管存

2 管存应急管理方法的应用

西气东输二线为新疆、宁夏、陕西、湖北、湖南、广东、浙江、上海、广西等 14 个省市供气,管线距离长,与其他管线连接点多,因此,对西气东输二线进行管存应急管理具有重要意义(由于涉密问题,数据进行了处理)。根据上述计算结果,北京油气调控中心调度一处形成了管存应急管理方法,正在试运行,以下为运行实例:

2015 年 12 月,西气东输二线西段目标管存为

$29\,355 \times 10^4 \text{ m}^3$,最高管存为 $31\,737 \times 10^4 \text{ m}^3$,管存上浮区为 $2\,382 \times 10^4 \text{ m}^3$,最低管存为 $27\,821 \times 10^4 \text{ m}^3$,管存下浮区为 $1\,534 \times 10^4 \text{ m}^3$;西气东输二线东段目标管存为 $42\,264 \times 10^4 \text{ m}^3$,最高管存为 $47\,038 \times 10^4 \text{ m}^3$,管存上浮区为 $4\,774 \times 10^4 \text{ m}^3$,最低管存为 $37\,719 \times 10^4 \text{ m}^3$,管存下浮区为 $4\,545 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。12 月 11 日,西气东输二线西段实际管存为 $31\,182 \times 10^4 \text{ m}^3$,高出目标管存 $1\,827 \times 10^4 \text{ m}^3$,达上浮区 77%;东段实际管存为 $45\,988 \times 10^4 \text{ m}^3$,高出目标管存 $3\,723 \times 10^4 \text{ m}^3$,达上浮区 78%。此时,北京油气调控中心启动管存 I 级预警,向天然气管道专业公司、地区公司生产处、销售公司各单位负责人发布管存 I 级预警。北京油气调控中心调度一处采取如下措施:48 h 内,天然气调度及西气东输二线各输气站严格按照日指定量向用户输气;与呼图壁、金坛等储气库协调,加大各储气库的注气量,48 h 内调整到位;协调大连 LNG、江苏 LNG 气化量,48 h 内降低至要求气量,协调 LNG 在合理库容范围内;同时调整上游中亚、塔里木等气田进气量,48 h 内降低至要求气量。西气东输二线全线管存降低至应急 I 级高管存以下,应急预警终止。

天然气管道设计压力、管线内径、压缩机站场启机情况、用户用气规律等均为影响管道管存的重要因素。针对不同天然气管道,根据当月管道运行方案,计算出目标管存、最高管存、最低管存、应急 II 级高(低)管存和应急 I 级高(低)管存。当管存到达应急 I 级管存,生产运行单位应发布 I 级预警,48 h 内,严格按日指定控制→加大储气库注采量→调整 LNG 气化量(提高或降低)同时协调 LNG 罐容在合理范围→调整上游气田资源;当管存到达应急 II 级管存,生产运行单位应发布 II 级预警,24 h 内,严格按日指定控制→最短时间内调整储气库注采量→最短时间内协调 LNG 进气量→调整资源量→立即启动销售应急预案,联系用户启动应急预案。

3 结论及建议

本文通过分析西气东输二线 2015 年 1 月~2016 年 6 月实际运行数据,计算了管道管存之比、日不均匀系数、周不均匀系数,量化了管道管存之比—压力曲线及用户用气波动对于管存产生的影响,提出了目标管存的具体确定方法,确定了管道应急 I 级管存和 II 级管存,并将管存管理应用至西气东输二线实际运行,得出结论:

- 1) 西气东输二线运行的压缩机负荷在 65%~90%,管道管存之比在 90% 左右时,天然气管道的管存为目标管存。
- 2) 西气东输二线管存应急 I 级为管存与目标管存差值占上浮区或下浮区的 65%。
- 3) 西气东输二线管存应急 II 级为管存与目标管存差值占上浮区或下浮区的 85%。

4) 在管道实际运行中采用管存应急管理体系,有助于及时调整运行工况,降低了极端工况出现的可能性。

结合在北京油气调控中心调度一处试运行情况及实际生产运行提出建议:

- 1) 管道管存应急 I 级和 II 级对于生产运行具有重要意义,应重视对于管道管存的合理管理。
- 2) 针对不同管线,管道管存应急 I 级和 II 级标准不同,应针对管道实际输气情况进行分析。
- 3) 在管道管存过高或过低情况下,一旦管道运行工况发生波动,管道运行调整难度增大,实际生产运行中应尽量避免极端工况。

参考文献:

- [1] 徐春野,郭永华,金 硕,等. 国内天然气管网春节期间运行分析[J]. 石油与天然气化工,2016,45(4):47-49.
Xu Chunye, Guo Yonghua, Jin Shuo, et al. Analysis of Natural Gas Pipeline Operation during the Spring Festival [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2016, 45 (4): 47-49.
- [2] 范 莉,黄泽俊,樊绪平,等. 西气东输管道运行调峰技术[J]. 天然气工业,2007,27(12):130-132.
Fan Li, Huang Zejun, Fan Xuping, et al. Peak-shaving Technology for West-to-East Natural Gas Transmission Pipeline [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27 (12): 130-132.
- [3] 刘振方,唐善华,魏 凯,等. 天然气管道合理管存方法的应用[J]. 油气储运,2009,28(9):69-72.
Liu Zhenfang, Tang Shanhua, Wei Kai, et al. Application of Appropriate Linepack Method for Gas Transmission Pipelines [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2009, 28 (9): 69-72.
- [4] 金 刚,周荣军. 中亚天然气长输管道应急管理浅析[J]. 油气田环境保护,2014,24(4):67-70.
Jin Gang, Zhou Rongjun. Brief Analysis of Emergency Management of Long-Distance Natural Gas Pipelines in Central Asia [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2014, 24 (4): 67-70.
- [5] 周 建,许红川,李 琦,等. 川渝输气管网管存控制技术 & 案例分析[J]. 天然气工业,2013,33(1):132-136.
Zhou Jian, Xu Hongchuan, Li Qi, et al. Pipeline Scheduling and Management: A Case History from the Sichuan-Chongqing Pipeline Network [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33 (1): 132-136.
- [6] 焦金改,马 燕,王乐莲,等. 天然气管道生产运行中管存的合理控制[J]. 中国石油和化工标准与质量,2014,34(10):236-236.
Jiao Jingai, Ma Yan, Wang Lelian, et al. Appropriate Gas Storage Management on Natural Gas Pipelines [J]. China

- Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2014, 34 (10): 236-236.
- [7] 席海宏,赵玲玉.榆林-济南输气管道调峰方式优选[J]. 油气储运,2016,35(4):381-385.
- Xi Haihong, Zhao Lingyu. Peak Shaving Optimization for Yulin-Jinan Gas Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35 (4): 381-385.
- [8] 张东明,牛生辉,任艳艳.长输管道储气量与末站压力关系分析[J].天然气技术与经济,2014,8(6):50-51.
- Zhang Dongming, Niu Shenghui, Ren Yanyan. Relationship between Storage Capacity of Long-Distance Pipelines and Terminal-station Pressure [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2014, 8 (6): 50-51.
- [9] 林 杨,关木应子,元 伟.信息技术在气体管道管存计算领域的应用研究[J].石油规划设计,2009,20(1):37-40.
- Lin Yang, Guanmu Yingzi, Yuan Wei. Application of Information Technology to Natural Gas Pipeline Storage Capacity Calculation [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2009, 20 (1): 37-40.
- [10] 张 奕,牟晓亮,籍文瑜,等.提高天然气长输管道负荷率的途径[J].油气田地面工程,2010,29(6):46-47.
- Zhang Yi, Mu Xiaoliang, Jie Wenyu, et al. Pathways on Improvement of Gas Transmission Efficiency for Long Distance of Natural Gas Transmission Pipeline [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2010, 29 (6): 46-47.
- [11] 梁光川,程圆晶,马培红,等.集输管道效率分析方法及节能研究[J].天然气与石油,2011,29(5):6-8.
- Liang Guangchuan, Cheng Yuanjing, Ma Peihong, et al. Efficiency Analysis Method for Gathering and Transportation Pipelines and Study on Energy Conservation [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29 (5): 6-8.
- [12] 杨永闯.榆济输气管网调峰方案评价研究[D].成都:西南石油大学,2016.
- Yang Yongchuang. Comprehensive Evaluation of Yu-ji Gas Pipelines Network on Peaking-Shaving Methods [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [13] 张艳彩,李 珍.浅谈如何提高天然气管道输气效率[J].经营管理者,2011,(9):371.
- Zhang Yancai, Li Zhen. Brief Discussion on Improving the Efficiency of Gas Transmission in Natural Gas Pipelines [J]. Manager Journal, 2011, (9): 371.
- [14] 谢跃辉,赵秀芬,李朝臣.长距离输气管道管存计算及应用[J].化学工程与装备,2014,(9):78-79.
- Xie Yuehui, Zhao Xiufen, Li Chaochen. Application and Calculation of Stock Volume of Long Distance Natural Gas Pipeline [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2014 (9): 78-79.
- [15] 李圣彦,李 博,张立恒,等.天然气管网冬季保障供应措施探讨[J].天然气技术与经济,2016,10(2):67-69.
- Li Shengyan, Li Bo, Zhang Liheng, et al. Discussion on Supply Security of Natural Gas Pipeline Network during the Winter Months [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2016, 10 (2): 67-69.
- [16] 王丽华.长输高压天然气管道末端储气能力[J].石化技术,2015,22(8):75-77.
- Wang Lihua. The Storage Capacity of the Terminal of the Pipe in Long-Distance Carriage of the High Pressure Gas [J]. Petrochemical Industry Technology, 2015, 22 (8): 75-77.
- [17] 刘 刚.天然气长输管道应急管理思考与探讨[J].当代化工研究,2017,(2):14-15.
- Liu Gang. Thinking and Discussion on Emergency Management of Long Distance Natural Gas Pipeline [J]. Modern Chemical Research, 2017, (2): 14-15.
- [18] 朱瑞华,郭 伟.天然气长输管道管存计算方法研究[J].管道技术与设备,2016,(6):56-58.
- Zhu Ruihua, Guo Wei. Calculation Method Analysis of Stock Volume of Long Distance Natural Gas Pipeline [J]. Pipeline Technique and Equipment, 2016, (6): 56-58.
- [19] 冯香玲.天然气长输管道应急管理现状分析[J].石油石化节能,2016,6(9):52-54.
- Feng Xiangling. Analysis on Present Emergency Management Situation for Long Distance Natural Gas Pipeline [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2016, 6 (9): 52-54.
- [20] 郑明珠.中石油油气长输管道企业应急能力评价[D].北京:清华大学,2011.
- Zheng Mingzhu. Emergency Capability Assessment of Oil-Gas Pipeline Transportation Enterprises of CNPC [D]. Beijing: Tsinghua University, 2011.