

文章编号: 1000-8241(2021)10-1187-07

# 多气源多用户环形管网供需预测数值模拟

王文凯 付子航 刘方 杨玉霞 黄洁馨

中海石油气电集团有限责任公司技术研发中心工程技术研究所

**摘要:** 在老旧天然气管道基础上建设而成的多气源多用户环形天然气管网,一般具有气源分布不均、供气能力及特性不一,老旧管道承压低,用户供气压力较高、用气量大、用气波动大等特点。为研究该类管网在未来投产后的供需平衡问题,采用SPS软件建立了包括LNG接收站和两路海气供应、管道及附属设施、各类终端用户的管网仿真模型,模拟了现有天然气管道运行工况下各分输站的压力参数,模拟结果与实际运行数据的最大相对误差为1.98%,验证了模型的可靠性;在此基础上按照工艺、能效、操作等仿真原则对整个模型进行仿真模拟,得到了不同时间段的供需预测数据及LNG接收站外输设备的最优调峰方式。研究成果可为多气源多用户环形天然气管网的运行管理提供参考。(图5,表5,参20)

**关键词:** 多气源; 环形管网; 混输工况; SPS 仿真模拟; 外输调峰方式

中图分类号: TE832

文献标识码: A

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2021.10.015

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



## Numerical simulation of supply and demand forecasting of multi-source and multi-user annular pipeline network

WANG Wenkai, FU Zihang, LIU Fang, YANG Yuxia, HUANG Jiexin

Engineering Technology Research Institute, Technology R &amp; D Center, CNOOC Gas &amp; Power Group Co. Ltd.

**Abstract:** The multi-source and multi-user annular natural gas pipeline network reconstructed from the old natural gas pipelines is characterized with uneven distribution of gas sources, different capacities and characteristics of gas supply, low pressure bearing capacity of the old sections, high pressure of gas supply to user, large gas consumption and great consumption fluctuation. In order to study the supply and demand balance of such pipeline network when it is put into operation in the future, a simulation model of pipeline network was established with the SPS software, including the LNG receiving terminal, the two loops of offshore-gas supply, the pipelines and ancillary facilities, and various end users. Then, the pressure parameters of the offtake stations under the operating conditions of existing natural gas pipelines were simulated, and the maximum relative error between the simulation results and the actual operating data was 1.98%, which verified the reliability of the model. Based on that, simulation was performed for the entire model in accordance with the simulation principles of process, energy efficiency, operation, etc., and the forecast data of supply and demand in different periods of time, as well as the optimal peak shaving mode of the external transportation facilities of the LNG receiving terminal, were obtained. The study results could provide reference for the operation management of the multi-source and multi-user annular natural gas pipeline network. (5 Figures, 5 Tables, 20 References)

**Key words:** multi-source, annular pipeline network, mixed transportation conditions, SPS simulation, export-based peak shaving mode

近年来,中国沿海省份积极拓展天然气资源供应渠道,增加进口LNG,接纳国内陆上管输天然气,加大利用南海海上天然气,基本形成“立足国内,利用海

外,西气东输,北气南下,海气登陆,就近供应”的供气格局<sup>[1-3]</sup>。海气资源相对于LNG成本较低,且相对于陆上管道气具有就近区位优势,在多气源、多用户的

环形联结管网上,如何优先消纳无调峰能力的海气资源,是管网和LNG接收站等运营公司在生产中亟待解决的问题<sup>[4-5]</sup>。管网调度部门一般采用压力控制启停LNG接收站气化外输设备的方式对单一气源的简单管网进行供气调峰<sup>[6]</sup>,但对于外输压力偏低、需优先释放的海气资源而言,传统调节方式在工艺要求、能效控制及操作便利性等方面均无法保证<sup>[7-8]</sup>,部分管道的管存容量、承压能力也是压力调控方式的制约因素<sup>[9-10]</sup>。综上,以中国海油下属某管道公司及LNG接收站为例,采用专业水力仿真软件SPS建立多气源、多用户的复杂管网模型,在满足管网供需平衡及下游用户用气压力的基础上,对LNG接收站外输设备调峰方式进行优化,得到外输设备台套数最少、利用效率最高、启停机次数

最少的调峰方式,以期为生产实践提供理论指导。

## 1 管网运行概况

### 1.1 管网基本构成

以中国海油下属某管道公司及LNG接收站为例,该区域为多气源、多用户的环形管网(图1),具有上游气源种类较多、中游管道设计压力不一、末端用户用气需求各异等特点。该管网所在区域上游共接入3路气源,分别为LNG气源、海气气源1、海气气源2;下游燃气用户共28家,其中燃气电厂8家、工业用户10家、城市燃气用户10家,各类用户均以并联形式接入13座分输站(编号为B1~B13)。

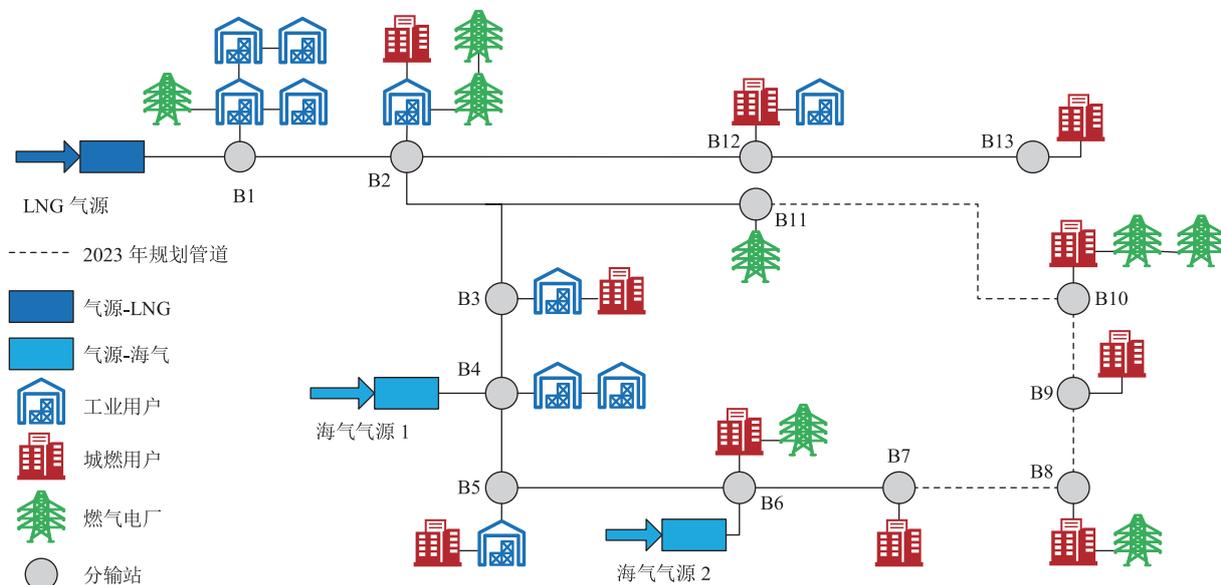


图1 某管道公司及LNG接收站全区域天然气管网及各类终端用户基础设施分布示意图

### 1.2 管网工程特点

#### 1.2.1 上游气源供气

根据当地销售协议,需优先消纳海气,缺少的部分由LNG补足。海气为24h均匀供气,不参与调峰,因此要求接入管网分输站的管道运行压力在24h内

都不大于海气的供气压力。LNG接收站参与小时调峰,分时段启停外输设备,单台套外输设备额定流量为 $21.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。下表为某管道公司及LNG接收站全区域天然气管网各气源的供气能力、供气压力及气体摩尔组分(表1)。

表1 某天然气管网各气源的供气能力、供气压力及气体摩尔组分

气源	供气能力/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	供气压力/MPa	气体摩尔组分					
			C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
LNG	56.0	不大于6.7	92.09%	7.76%	0.13%	0.00%	0.02%	0.00%
海气1	6.0	不大于5.8	85.02%	1.49%	0.82%	0.67%	8.70%	3.30%
海气2	6.6	不大于6.2	92.17%	4.57%	1.36%	0.87%	0.54%	0.49%

注:海气1中CO<sub>2</sub>的摩尔百分比为3.30%,是根据GB 17820—2018《天然气》中第5.6条的规定“对于本标准规定之外的天然气,在满足国家有关安全、环保及卫生等标准的前提下,供需双方可用合同来约定其具体要求”,同时考虑了资源利用和混气的情况,经供销双方协商以合同约定的形式进行入网供气,并且已经供气多年。

### 1.2.2 管道基本工艺

整个区域天然气管网不同管段的设计、建造、投产分属于不同年代,总长度达 832 km,管道外径为 323~1 016 mm 不等,各个管段的安全压力等级不同,部分老旧管道经安全评价后最大操作运行压力一再降低,总体呈现出部分老管道承压低、管径小、输气能力弱,而新建管道大多处于管道下游用气端等特点,因此,在承压能力较弱的管道上游阀室或分输站设置了减压阀,以减压操作匹配下游管道的安全运行压力(表 2)。

### 1.2.3 终端用户用气

该区域管网下游用户共 28 家,通过 13 个分输站进行供气,下游用户呈现用气量大、流量波动大的用气特点。考虑到季节性调峰和日小时调峰的需求,采用下游用户在用气高月高日的用气量(图 2)为终端用户的用气要求,各终端用户的用气压力要求在表 2 中列出。可见,燃气电厂均为调峰电厂,其用气曲线表现出用气量大、昼夜用气波动大的特点,其用气量约占全

表 2 2020 年某天然气管网各管段安全运行压力

管段	设计压力/ MPa	最大操作压力/ MPa	末端用户压力/ MPa
LNG 气源~B1	10.0	9.0	4.50
B1~B2	10.0	9.0	4.50
B2~B3	6.6	6.0	4.50
B3~B4	6.6	6.0	3.65
B4~B5	6.6	6.0	2.50
B5~B6	6.4	4.0	3.40
B6~B7	7.0	6.5	4.50
B7~B8	7.0	6.5	4.50
B8~B9	7.0	6.5	4.50
B9~B10	7.0	6.5	4.50
B10~B11	7.0	6.5	4.50
B2~B11	7.0	6.5	4.50
B2~B12	5.9	5.5	2.50
B12~B13	5.5	5.0	1.50

部用户用气量的 77%,大部分昼间运行,夜间停机;城市燃气用户根据生活用气规律呈现三餐时段用气量较大、其他时段用气量较小的波动变化;工业用户用气流量均匀稳定。

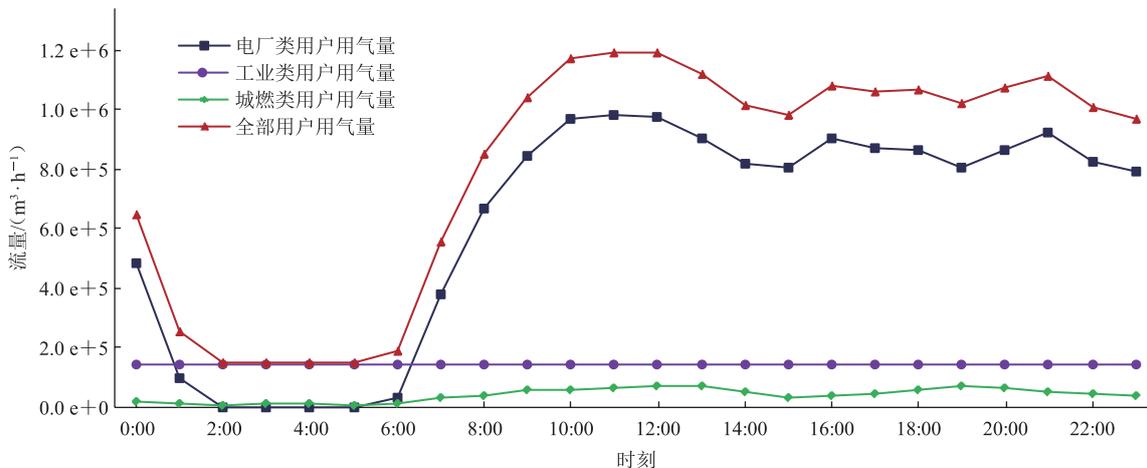


图 2 2020 年某天然气管网各类下游用户在用气高月高日的用气量曲线

## 2 模型建立

### 2.1 模型搭建

SPS 软件是一种模拟动态流、单体流、批次流体及混合流的瞬态水力仿真工具,为业界公认的一款研究水力、热力、批次输送等的专业软件<sup>[11-13]</sup>。采用目前工程上天然气计算精度最高的多参数 BWRS 状态方程<sup>[14-16]</sup>,运用 SPS 软件对多气源多用户环形管网混输工况进行仿真模拟,整个系统以温度 293.15 K(20 °C),压强 101.325 kPa 作为计量气体体积流量的标准状态。

按照 SPS 自定义的语言进行编程,对 INTRAN 文件的运行定义、逻辑控制命令以及终端用户的 24 h 用气量进行编写<sup>[17]</sup>。

根据图 1 搭建了某管道公司及 LNG 接收站全区域 2023 年规划建设投产的环形管网 SPS 仿真模型(图 3),该模型包括 LNG 气源站 T1,海气气源站 T2、T3,调节阀模块 F1~F3,止回阀模块 V1~V31,管道模块 P1~P18,分输站模块 N1~N13,燃气电厂模块 D1~D8,工业用户模块 G1~G10,城燃用户模块 R1~R10。

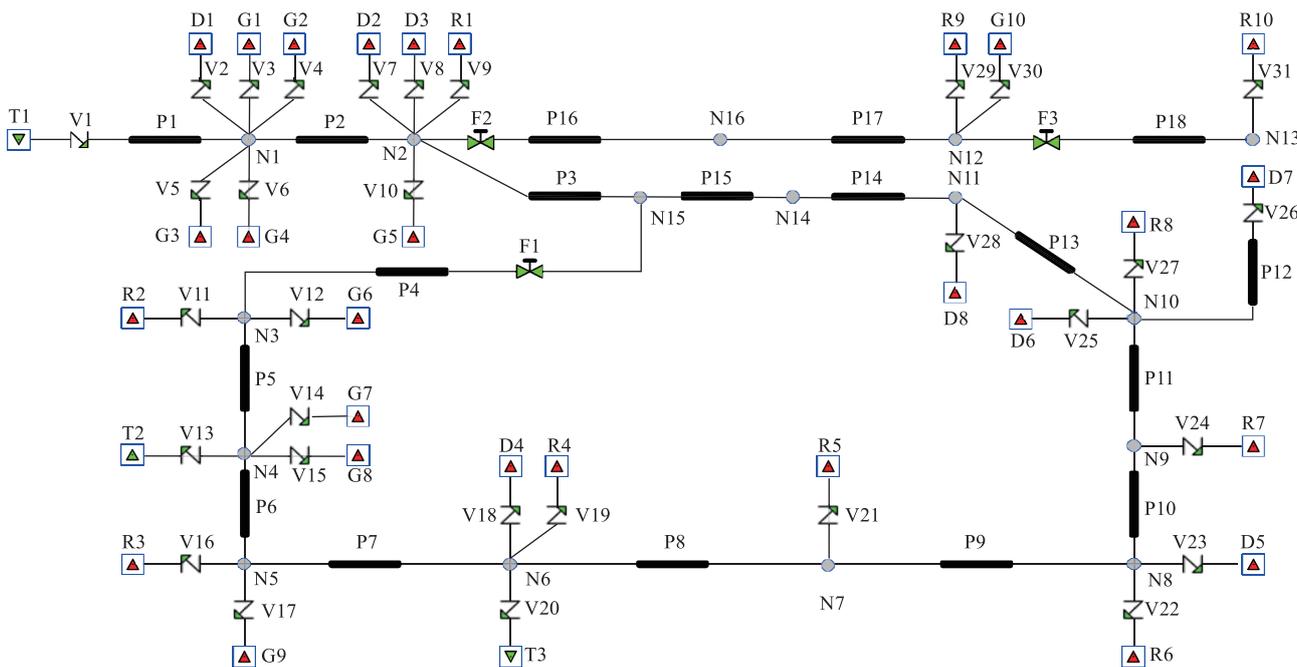


图3 2023年某天然气管网SPS仿真模型图

## 2.2 模型验证

利用2020年该天然气管网运行数据进行模型验证。2020年,该区域天然气管道P8~P11尚未投产,N15与N16分输站相连通部分燃气电厂和工业用户仍处于规划建设阶段,因此,LNG气源T1的供应路线为P1→P2→P3→P15→P14→P13→P12,海气气源T2的供应路线为P5→P4→P16及P5→P4→P17→P18,海气气源T3的供应路线为P7,只供应N5、N6两分输站附近的用户,3路气源未进行混气。针对LNG输送管道进行模型验证,SPS仿真模型采用起点压力控制、末点流量控制的模式,将仿真模型起点的压力设为LNG接收站外输设备设计供气压力,将仿真模型的末点流量设置为终端用户的设计输量。通过模型计算得到了3座分输站在用气高月高日3个时刻点的出站压力,将其与SCADA系统采集

表3 2020年某天然气管网LNG分输站在用气高月高日3个时刻点的实际运行参数与仿真模拟参数对比

分输站	用气高月 高日时刻点	分输站出站压力/MPa			相对误差
		实际压力	模拟压力	绝对偏差	
N1	6:00	6.00	5.96	0.04	0.67%
N2		5.73	5.75	0.08	1.40%
N10		5.73	5.66	0.07	1.22%
N1	12:00	5.99	5.93	0.06	1.00%
N2		5.71	5.63	0.08	1.40%
N10		5.04	4.94	0.10	1.98%
N1	18:00	6.00	5.93	0.07	1.17%
N2		5.65	5.60	0.05	0.88%
N10		4.72	4.65	0.07	1.47%

的实际运行参数进行对比(表3)。可见,SPS模拟数据与该区域天然气管道实际运行数据之间误差较小,压力最大绝对偏差在0.10 MPa以内,相对误差在2.0%以内。仿真模型的误差符合现场工程要求,验证了模型的准确性。

## 3 供需预测

### 3.1 仿真原则

下游用户小时调峰需求波动大,海气稳定供应,考虑到整个管网管存量的限制,需要LNG接收站进行调峰<sup>[18-20]</sup>。LNG接收站外输设备的调峰需要满足3方面原则:①工艺方面,满足下游用户用气压力、流量要求,且在任何情况下,海气必须保持连续外输供气状态。②能效方面,外输设备流量负荷为其额定流量的95%~105%,且使用最少的外输设备台套数。③操作便利性方面,尽量保证气化外输设备连续运行,尽量保证较少的启停次数。

### 3.2 LNG外输调峰流量设置

某管道公司及LNG接收站全区域2023年规划建设投产的环形管网SPS仿真模型采用起点压力控制、末点流量控制的模式,将仿真模型3个气源点的压力分别设置为LNG接收站外输设备及两路海气的设计供气压力,将仿真模型的海气气源入口流量设置为两路海气的设计输量,将仿真模型的各下载点流量设置为终端

用户的设计输量,整个模型的初始压力设定为 4.9 MPa。

遵照流量平衡原则,由该区域天然气总需求量及海气 1、海气 2 的供应量,得到 LNG 接收站每日调峰供应量, LNG 接收站外输设备小时调峰流量的确定需要综合考虑 3 个变量因素:外输设备台套数、单台套外输设备负荷、每台套外输设备的启停时刻。由于以上 3 个变量因素对于整个管网的水力仿真过程具有互耦作用,不可用单一变量法进行逐个变量分析优化,因此,在满足仿真原则的基础上,通过大量反复仿真调试,得到 LNG 接收站最优的小时调峰流量(表 4),即在预测的 2023 年运行工况中,需以该流量变化提前介入控制 LNG 接收站的每日外输量。可见, LNG 接收站调峰外输在用气高月高日高时外输流量为  $84.55 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ ,平均单台套外输设备小时流量为其额定外输量的 100.6%。同时,外输气化设备的启动预冷时间大约需要 1 h,因此,将气化器启动过程的 1 h 内流量取变化平均值,即取该台套外输设备稳定运营时

表 4 某天然气管网 2023 年规划建设投产的环形管网的 LNG 接收站最优小时调峰流量表

时刻	流量/ ( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )	时刻	流量/ ( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )	时刻	流量/ ( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )
0:00	42.00	8:00	63.00	16:00	84.55
1:00	42.00	9:00	73.50	17:00	84.55
2:00	42.00	10:00	84.55	18:00	84.55
3:00	42.00	11:00	84.55	19:00	84.55
4:00	42.00	12:00	84.55	20:00	84.55
5:00	42.00	13:00	84.55	21:00	63.00
6:00	42.00	14:00	84.55	22:00	42.00
7:00	52.50	15:00	84.55	23:00	42.00

流量的一半。另外,得到 LNG 接收站在用气高月高日气源供应与用户需求小时流量变化曲线(图 4)。可见,全部用户用气量曲线呈现出 1:00~7:00 为用气低谷、9:00~22:00 为用气高峰的特点, LNG 接收站外输供气流量与用户用气量变化趋势基本吻合,在不超过天然气管道承压能力的情况下,天然气管道的管存容量在一定程度上起到了“削峰平谷”的作用。

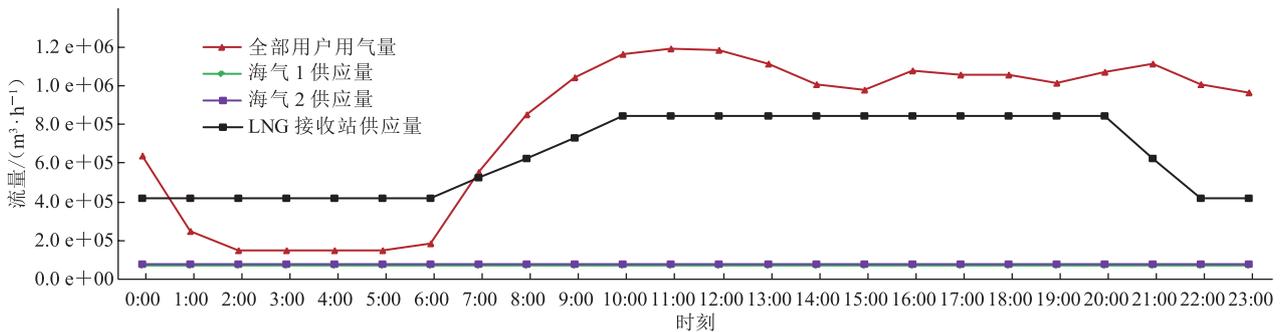


图 4 2023 年某天然气管网在用气高月高日上游各气源供应与下游用户需求流量变化曲线

### 3.3 LNG 外输设备启停安排

采用上述模型对 LNG 接收站单位小时外输调峰流量进行反复优化后,即可得到合理的气化外输设备启停安排(表 5):LNG 接收站每天最多需要启动 4 台套气化外输设备,其中两台套 24 h 连续运转,第 3 台套在 7:00~21:00 运行,第 4 台套在 9:00~20:00 运行。

可见, LNG 接收站连续运转的两台套外输设备及第 3 台套外输设备的外输流量为额定流量的 100%,第 4 台套外输设备的外输流量为额定流量的 102.6%,均满足外输设备流量负荷能效要求,同时又最大程度上满足了现场操作人员的操作便利性,尽量保证气化外输设备连续运行及较少的启停次数。

表 5 2023 年某天然气管网 LNG 接收站外输设备启停安排表

外输设备序号	用气高月高日时刻点																							
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	—	—	—	—	—	—	—	▲	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	—	—
4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	▲	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	—	—	—

注: ■表示外输设备处于运行状态; —表示外输设备处于停运状态; ▲表示外输设备处于正在启动状态,1 h 后流量达到额定流量。

### 3.4 下游用户压力波动

采用上述模型进行仿真可得到某管道公司及 LNG 接收站全区域 2023 年规划建设投产的环形管网

在用气高月高日各分输站出站压力变化曲线(图 5)。可见,管网所有下载点压力在用气高月高日情况下均满足用户要求的最低交付压力,并且各个管段的运行

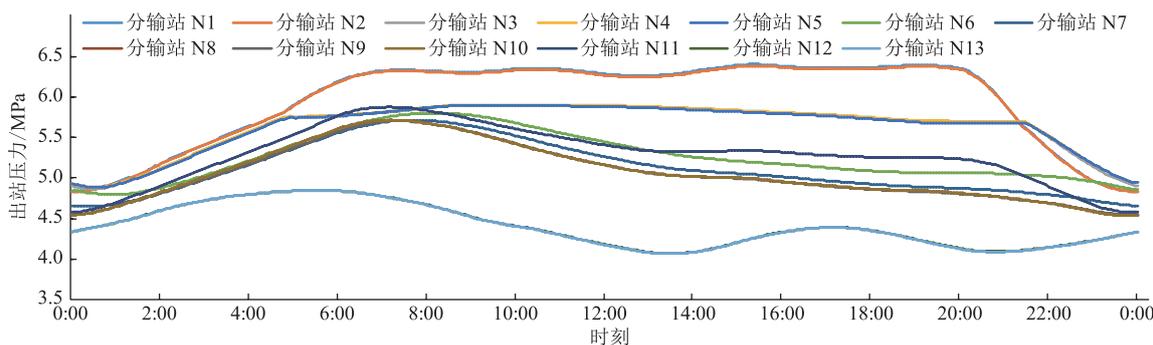


图5 2023年某天然气管网在用气高月高日各分输站出站压力变化曲线

压力均不超过其最大允许操作压力,保证了天然气管道的运行安全。同时,位于两路海气气源汇入的N4、N6分输站全天运行压力均分别小于5.8 MPa、6.2 MPa的供气压力,也满足了海气连续外输供气的工艺要求。

## 4 结论

通过以流量为提前介入控制的调峰方式,对多气源多用户环形管网混输工况下LNG接收站外输设备调峰方式进行SPS仿真,使天然气管网达到更优的工艺、能效及操作便利性,具体表现如下。

(1)在满足下游用户用气压力、流量要求的情况下,保证了优先消纳成本较低的海气资源,缺口由成本较高的LNG接收站气化LNG补足,有效降低了该地区天然气资源整体利用成本。

(2)在保证不同压力等级管道的运行压力不超过其最大允许操作压力的情况下,充分利用了整个工艺管网的管存容量,使得LNG接收站仅启用了4台套气化外输设备,且单台套气化外输设备的流量平均负荷为其额定流量的100.6%,不仅满足了下游用户较大的调峰需求,还最大限度释放了现有基础设施的能力,有效提高了供气设施的经济性。

(3)LNG接收站在用气高月高日需启用4台套气化外输设备,其中两台套连续24 h运行,另外两台套每天启停各一次,最少的启停次数保证了LNG接收站外输设备运行的安全、稳定,使得日常作业更加方便合理,减小了工作人员的劳动强度,为生产实际提供了极大的便利。

### 参考文献:

[1] 赖元楷,罗东晓.统一天然气热值标准是中国天然气工业发展的需要[J].城市燃气,2005(6):7-12.

LAI Y K, LUO D X. Necessity of unified value standard in China NG industry[J]. Urban Gas, 2005(6): 7-12.

[2] 付舒,张鹏程,董振宇,董聪.“十四五”期间我国天然气价格改革的重点方向及企业对策[J].天然气工业,2020,40(12):159-167.

FU S, ZHANG P C, DONG Z Y, DONG C. Key areas and enterprise countermeasures of the natural gas price reform during the 14th Five-Year Plan Period[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 159-167.

[3] 中华人民共和国国务院新闻办公室.新时代的中国能源发展[N].人民日报,2020-12-22(010).

The State Council Information Office Of The People's Republic Of China. Energy in China's new era[N]. People's Daily, 2020-12-22(010).

[4] 李光越,王泽鑫,于文广,李国军,石咏衡,张博越.Z地区天然气管网平衡差影响因素分析与天然气需求短期预测[J].油气田地面工程,2021(6):62-70.

LI G Y, WANG Z X, YU W G, LI G J, SHI Y H, ZHANG B Y. Analysis of the factors influencing the balance difference of natural gas pipeline network in Z area and the short-term prediction of natural gas demand[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2021(6): 62-70.

[5] 冯亮.多气源管道混输工况用户端气质变化模拟[J].煤气与热力,2019,39(5):40-42.

FENG L. Simulation of gas quality change at user end under mixed transmission condition of multi-gas source pipeline[J]. Gas & Heat, 2019, 39(5): 40-42.

[6] 徐波,段林杰,戴梦,李妍,闫锋,胡森.LNG全运输系统运行可靠度计算方法[J].油气储运,2020,39(1):48-53.

XU B, DUAN L J, DAI M, LI Y, YAN F, HU S. A calculation method for the operation reliability of LNG whole transportation system[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 48-53.

[7] 李长俊,杨毅,朱勇,马学峰,罗敏,施林园,等.输气管道优化运

- 行技术[J]. 天然气工业, 2005, 25(10): 106-109.
- LI C J, YANG Y, ZHU Y, MA X F, LUO M, SHI L Y, et al. Optimized operation of gas transmission pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(10): 106-109.
- [8] 李方圆. 川气东送管道工程优化运行技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- LI F Y. The study of operation-optimization technology of Sichuan to east gas pipeline project[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [9] 田野, 王岳, 郭士欢. 输气管道最优化研究[J]. 北京石油化学工业学报, 2012, 20(1): 22-25.
- TIAN Y, WANG Y, GUO S H. Study on optimization of gas transmission pipeline[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2012, 20(1): 22-25.
- [10] 杨毅, 吕晓华, 魏凯, 陈鹏, 许玉磊. 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 Y, LYU X H, WEI K, CHEN P, XU Y L. Typical transient working conditions of gas transmission pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(7): 71-73.
- [11] 刘建武, 晏伟, 梁海宁. TGNET 和 SPS 在甬台温输气管道设计中的比较[J]. 油气储运, 2012, 31(9): 689-691.
- LIU J W, YAN W, LIANG H N. Comparison of TGNET and SPS in the design of YongTaiWen Gas Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2012, 31(9): 689-691.
- [12] 郑云萍, 肖杰, 孙啸, 华红玲, 房国庆. 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 Y P, XIAO J, SUN X, HUA H L, FANG G Q. Application and understanding of Stoner Pipeline Simulator (SPS)[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(11): 104-109.
- [13] 李岩松, 张梅, 王宝莹, 江新星, 孙健飞, 梁永图. 中亚天然气 C 线管道 SPS 仿真模拟[J]. 油气储运, 2020, 39(1): 67-72.
- LI Y S, ZHANG M, WANG B Y, JIANG X X, SUN J F, LIANG Y T. Simulation on Line C of the China-Central Asia Gas Pipeline based on SPS software[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 67-72.
- [14] 徐庆虎, 崔德春, 蔡黎, 李强, 门秀杰, 罗勤. 天然气组成分析及物性参数计算标准对煤制气的适用性研究[J]. 石油与天然气化工, 2016, 45(3): 88-92.
- XU Q H, CUI D C, CAI L, LI Q, MEN X J, LUO Q. Study on the applicability of natural gas composition analysis and physical property parameters calculation standards for coal-bed substituted natural gas[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2016, 45(3): 88-92.
- [15] 张立侠, 郭春秋. 基于 BWRS 状态方程的天然气偏差因子计算方法[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(6): 775-781.
- ZHANG L X, GUO C Q. A calculation method for Z-factor of natural gas based on BWRS equation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(6): 775-781.
- [16] 吴玉国, 陈保东. BWRS 方程在天然气物性计算中的应用[J]. 油气储运, 2003, 22(10): 16-21.
- WU Y G, CHEN B D. The application of BWRS equation in calculating the thermo-physical properties of natural gas[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2003, 22(10): 16-21.
- [17] 陈相, 赵胜秋. 使用 SPS 软件对输气管道的仿真模拟研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(19): 159-160.
- CHEN X, ZHAO S Q. Simulation of gas transmission pipeline with SPS software[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2019, 39(19): 159-160.
- [18] 韩梦媛. 天然气输配气系统运行优化分析与研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- HAN M Y. Research and analysis on performance optimization of natural gas transmission and distribution system[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [19] 魏欢, 田静, 李波, 高永刚, 王影, 朱丽丽. 中国天然气储气调峰方式研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 145-150.
- WEI H, TIAN J, LI B, GAO Y G, WANG Y, ZHU L L. Research on natural gas storage and peak-shaving modes in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 145-150.
- [20] 刘扬. 基于模糊综合评价法的 LNG 储配、调峰项目评价研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2018.
- LIU Y. Evaluation and research on LNG storage allocation and peak adjustment based on fuzzy comprehensive evaluation method[D]. Nanchang: Nanchang University, 2018.
- (收稿日期: 2020-03-19; 修回日期: 2021-07-06; 编辑: 张雪琴)
- 
- 作者简介:** 王文凯, 男, 1988 年生, 工程师, 2015 年硕士毕业于中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业, 现主要从事天然气输配方向的研究工作。地址: 北京市朝阳区太阳宫南街 6 号院, 100028。电话: 18210909511。Email: 2317798944@qq.com