

重庆市某区天然气管网适应性分析及优化改造

车德臣 宋冬寒

重庆燃气集团股份有限公司

摘要：重庆市某区受气源供给予管网输气能力影响，燃气供需矛盾日益突出。本文基于该区域用气需求，采用TGNET软件搭建气源主干管网及区域中压输配管网模型并进行适应性分析，同时根据气源点出站压力、区域支管管径、庭院管道管径等因素对压力最低点影响进行显著性分析的结果，提出该区域管网整改方案。

关键词：适应性分析；管网仿真；TGNET；优化改造

【DOI】10.12254/j.issn.2096-6539.2023.16.119

前言

随着经营地域的扩张和用户规模的不断增长，采暖设备在我国西南地区逐渐兴起，城市燃气管线运行负荷能力愈加难以满足新用户发展需求及冬季采暖供给^[1]。重庆市某区中压管线虽已形成环网，但冬季仍长期面临管网运行压力偏低引起的供应不良等问题。针对此类问题，本文利用TGNET模拟软件建立管网模型，并对该区气源主干管网及区域中压输配管网模型进行用气适应性分析，为后期管网规划和改造提供数据依据和工程指导建议。

一、重庆市某区管网运行现状及供气需求

该区主要气源来自TJQ站、EL站、TX站，补充气源来自JS站（设计输量 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ）、WTS储配站（设计输量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ），该区现有3台几何容积为 1000 m^3 的储气球罐，储气能力为 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该区销售数据显示，2022年冬季用气量约为 $5.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ ，根据近三年来该区域各类用户用气情况及增长速率，预测得该区2027年用气约为 $17850.83 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，最大日用气量为 $75.83 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，高峰小时用气量为 $7.31 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

二、模型搭建及校核

（一）气源主干管网模型搭建与校核

采用TGNET中BWRS物理模型和2022年1月9日20:00生产运行数据对该区气源主干管网进行模拟^[2-3]。设置气源点TJQ站、TX一级站为压力控制，气源点QS柜和所有用户点为流量控制，通过调整管道输气效率、粗糙度等参数进行拟合。气源主干管网模型，如图1，选取的8个流量控制点模拟压力与实际压力误差分析，结果表明：气源主干管网模型最大误差-4.32%，模拟结果误差均小于5.0%，满足模拟精度要求，可为后续适应性分析提供合理数据模型。

（二）区域中压输配管网模型搭建与校核

本次适应性分析将用户控制阀井作为节点，对主管线上直接开口接管的散户合理合并节点，节点流量通过后端各类用户户数、单户平均小时用气量、高峰系数的乘积进行计算模拟^[4-6]。同时，选取的79个节点进行模型校验，最终模拟计算得出的节点压力与节点实际压力

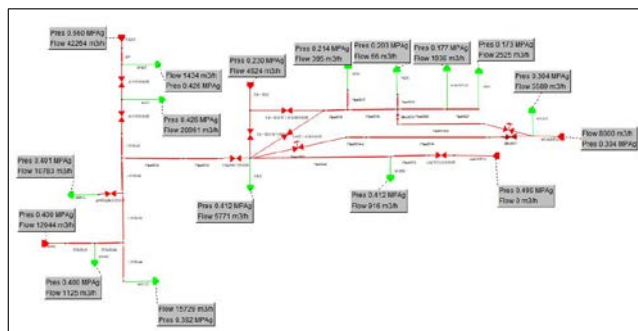


图1 气源主干管网模型

的误差均在 $\pm 5\%$ 以内，模拟模型满足模拟精度要求。区域中压输配管网模型，如图2。

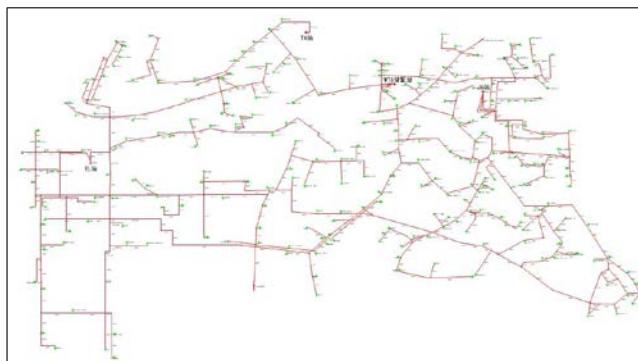


图2 区域中压输配管网模型

三、管线适应性分析

（一）气源主干管网分析

1. 高峰月高峰日工况管网模拟分析

根据SCADA系统中EL站、TX站、JS站、WTS储配站2022年小时最高峰输量： $27597 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $6247 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $5535 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $5588 \text{ m}^3/\text{h}$ ，SP柜、WJS柜、YQ柜各日供应量、该区各类用户用气量占比和各类时高峰系数，计算该各站高峰小时用气量为 $921 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $1248 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $96 \text{ m}^3/\text{h}$ ，XJW加气站按照两座压缩机最大小时排量为 $3200 \text{ m}^3/\text{h}$ ，代入模型进行分析计算，结果表明，重庆市某区气源站场EL站、TX站高峰时压力分别为 0.411 MPa 、 0.402 MPa ，站内调压后满足供应该区的用气压力需求，但TX一级站供应的SP柜、YQ柜、XJW加气站、JS站模拟压力分别为 0.272 MPa 、 0.238 MPa 、 0.115 MPa 、 0.086 MPa ，JS站运行压力低于 0.10 MPa ，不能满足终端用气压力需求。

2. 最大输气能力工况模拟分析

考虑该片区TX站至WTS储配站管网设计压力为 0.40 MPa ，其余主干管网设计压力 0.80 MPa ，TX一级站受上游压力影响，出站压力设置为 0.32 MPa ，TJQ气源站场点的出站压力设置为 0.70 MPa ，在保障管道安全运行的条件下，末端站场压力设定为： $\geq 0.10 \text{ MPa}$ ，控制管

网流速小于20m/s, 进行最大输气能力模拟, 模拟结果表明, EL站、TX站、WTS储配站、JS站最大输气能力为33807m³/h、20764m³/h、9899m³/h、5370m³/h, 该区主干管网最大输气能力61840m³/h, 满足该区域内现状冬季5.04×10⁴m³/h的用气需求, 并存在1.14×10⁴m³/h的输气余量。根据用气需求预测, 至2027年输气能力缺口

1.13×10⁴m³/h。

(二) 区域中压输配管网分析

1. 高峰月高峰日工况模拟分析

通过高峰系数将模型各节点流量换算为小时高峰流量, 代入高峰站场运行压力, 进行分析计算, 结果如表1所示。

表1 区域中压输配管网高峰月高峰日工况模拟计算结果

运行工况	站场	小时流量 (×m ³ /h)	出站压力 (MPa)	中压管网最低点压力 (MPa)	
冬季 高峰月高峰日	EL站	27598	0.22	盛美居, 蟠龙清水源	0.04
	TX站	6247	0.21		
	JS站	5535	0.11		
	WTS储配站	5588	0.15		

从模拟计算结果可以看出, 高峰月高峰日工况下JS站、WTS储配站末端盛美居, 蟠龙清水源中压管网压力最低, 末端用户无法正常用气。

2. 区域最低点压力影响分析

该区域管线虽已建成区域环网, EL站、TX站、WTS储配站、JS站的出站压力直接影响该区管网压力, 通过模拟不同站场压力从0.35MPa降至0.07MPa, 分析对压力最低点压力变化, 如图3, 同时调节不同位置管线管径大小, 分析其压力变化, 如图4, 根据各自因素对最低点压力影响进行显著性分析^[7], 详见表2。

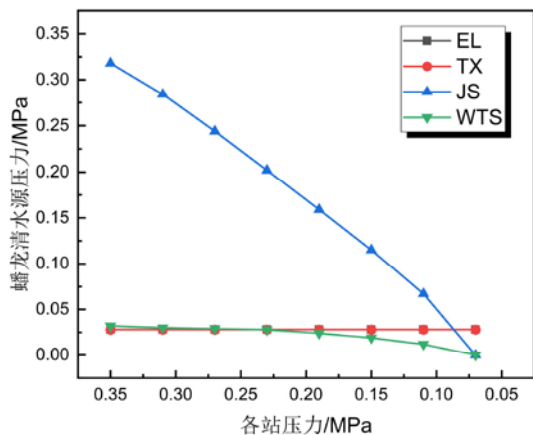


图3 各站压力对压力最低点压力的影响

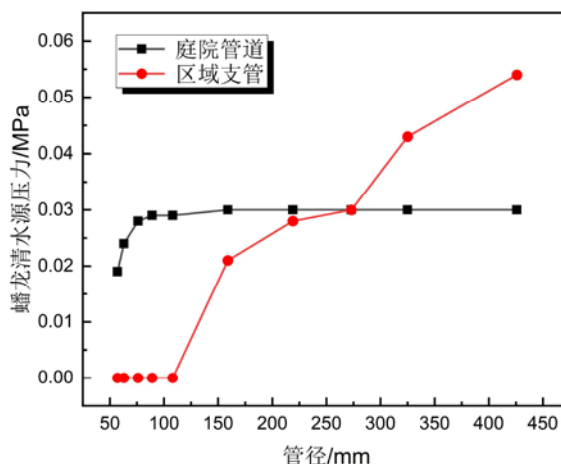


图4 不同位置管径大小对压力最低点压力的影响

该模型修正决定系数R²大于0.95, 表明模型拟合较好。JS站出站压力、WTS储配站出站压力、区域支管管径变化显著性皆小于0.005, 表明对其压力最低点蟠龙清水源压力影响极其显著。根据比较, 对最低点蟠龙清水源压力影响显著性大小顺序为: JS站出站压力>WTS储配站出站压力>区域支管管径变化>庭院管线管径变化>TX出站压力>EL站。

3. 区域站场停气工况分析

现状冬季下EL站的供应量已超该区域60%, 在该站

表2 各自因素对压力最低点压力影响分析

模型	未标准化系数		标准化系数Beta	t	显著性	相关性
	B	标准错误				
(常量)	-.121	.007		-16.583		
EL站出站压力	.004	.009	.004	.402	0.690	-
TX站出站压力	-.010	.009	-.011	-1.040	0.305	-
JS站出站压力	1.128	.011	.997	98.936	0.000	0.993**
WTS储配站出站压力	.108	.018	.060	6.163	0.000	0.094
庭院管线管径变化	1.819E-5	.000	.018	1.817	0.077	-
区域支管线管径变化	.000	.000	.085	8.746	0.000	0.046

注: R²=0.996 (调整R²=0.996)

停气工况下, 增大TX站、WTS储配站、JS站供气压力进行模拟, 结果如表3所示, 结果表明石新路、龙泉路两

侧等区域压力低于0.1MPa, 且朝阳路、石坪桥区域将无法供气。

表3 EL站停气工况模拟计算结果

站场	出站压力 (MPa)	小时流量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$)	供气压力小于0.1MPa	断供区域
TX站	0.30	5827	石新路、龙泉路两侧	朝阳路、石坪桥
JS站	0.30	25738		
WTS储配站	0.30	12424		
合计	\	43989		

4. TX站、JS站以及WTS储配站出现停气工况时，其余各站气源充足的条件下，该区均能保障中压管网末端节点压力大于0.10MPa。最大输气能力工况模拟分析

在气源有保障、节点负荷中心不变的情况下，根据确定的气源站场出站压力，满足最不利节点压力、最高管网流速，采用试算法等比例增加模型中各节点负荷，计算管网的最大输气能力。考虑到该区部分管道运行年限超过20年，且早期PE管道设计压力为0.30MPa，在保障管道安全运行的条件下，气源站场的出站压力设定为0.30MPa，出站管线流速 $\leq 20\text{m/s}$ 。为保障节点后端管网及设备的稳定运行，最不利节点压力设定为： $\geq 0.10\text{MPa}$ 。经模拟，该区区域中压输配管网最大输气能力为 $77920\text{m}^3/\text{h}$ ，满足该区域内现状及中远期（2027年）用气需求（ $7.31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ），并存在 $0.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 的输气余量。

(三) 调峰储气分析

该区现状计算月最大日用气量为 $54.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，根据站场数据绘制该日各小时的用气量变化曲线和储气量曲线，如图5。

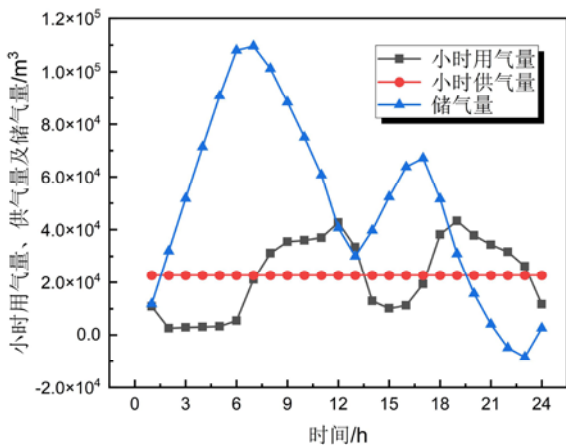


图5 用气量变化和储气量曲线图

根据储气量曲线的最高点及最低点得出现状所需储气量占日用气量比例为21.70%，计算得出该区所需调峰储气为 $11.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，该区现WTS储配站有效储气能力为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，调峰储气量缺口为 $10.4 \times 10^4 \text{m}^3$ 。通过用气需求分析中远期高峰日用气量为 $75.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，同时，中远期各类用户用气比例与现状较为接近，故中远期储气比例按现状储气比例取21.70%计算，即中远期所需调峰储气量为 $16.46 \times 10^4 \text{m}^3$ ，调峰储气量缺口为 $14.96 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

四、优化改造

(一) 气源优化调整

针对主干管线输气能力不满足远期用气需求及末端

管网压力受气源出站压力影响问题，本文考虑两种方案进行改造，方案1：TX一级站就地加压，进站压力为0.32MPa，出站压力为0.7MPa；方案2：新建ZH管线至WTS储配站D325次高压B管道，通过TGNET模拟如图6、图7，并将模拟结果及方案情况进行对比，如表4所示^[8]。

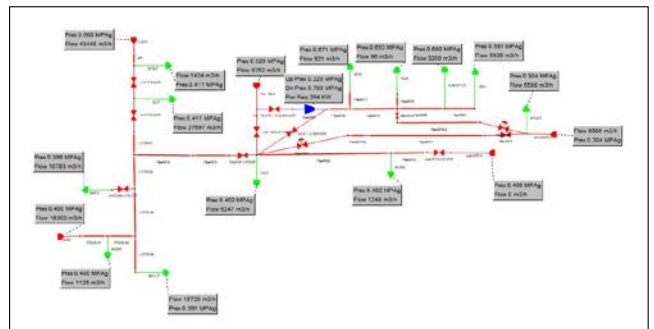


图6 气源改造方案一

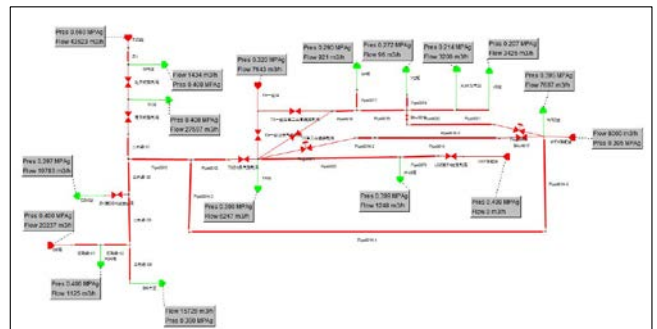


图7 气源改造方案二

通过比选，虽方案2改造费用更高，但后期运维人工费用相对较低，同时无须征地扩建站场，同样优化了该区域JS站、WTS站出站气源压力，既满足远期沿线用户需求，且输气能力富裕，因此方案2更优。

(二) 区域瓶颈管网改造

通过对该区区域中压管网分析和前文各因素对区域压力最低点压力影响显著性排序，建议对区域支线管径进行改造，JS站三根出站D219区域支线整合为一根D426区域支管，按照前文方案2提出的气源出站压力优化结果和现状高峰月高峰日工况参数进行模拟，如图8。

通过模拟，优化后最低点生盛美居，蟠龙清水源点压力由0.04MPa升压至0.17MPa，极大提高了末端管网供气压力。

(三) 储气调峰规划建设

针对中远期调峰储气量缺口 $14.96 \times 10^4 \text{m}^3$ 问题，根据气源主干管网及区域中压输配管网分析，考虑停气工况分析时，EL站停运，其余个站点以最大供气压力供应，仍不能满足EL站末端用户用气需求，同时该区东南

表4 气源改造方案对比

项目	方案一	方案二
JS站出站压力, MPa	0.591	0.207
WTS储配站出站压力, MPa	0.304	0.395
主干管网最大输送能力, $\times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$	7.63	8.43
压缩机功率(满足2027年高峰用气 $7.31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$), KW	424KW	-
主要工作量	JS站新增压缩机两台(一用一备)、流量计由DN150改为DN200、调压器由DN150改为DN200、增加1套立式过滤分离器	新建D325管线845m、直埋球阀DN300 1座、WTS储配站增加两套立式过滤分离器、调压器DN250、流量计由DN100改为DN250
改造费用, 万元	450	545
优点	①JS站出站力提升明显 ②仅需针对站场进行工艺改造	①主干管网输气能力极大提升 ②WTS出站压力明显提升, 同时可以实现反输TX站进行补充。 ③WTS储配站站场可利用空间较大。
缺点	①JS站场用地面积紧张, 需进行征地 ②后期压缩机运维费用、压缩机工人工成本增加	管线需进行规划许可, 改造费用较高

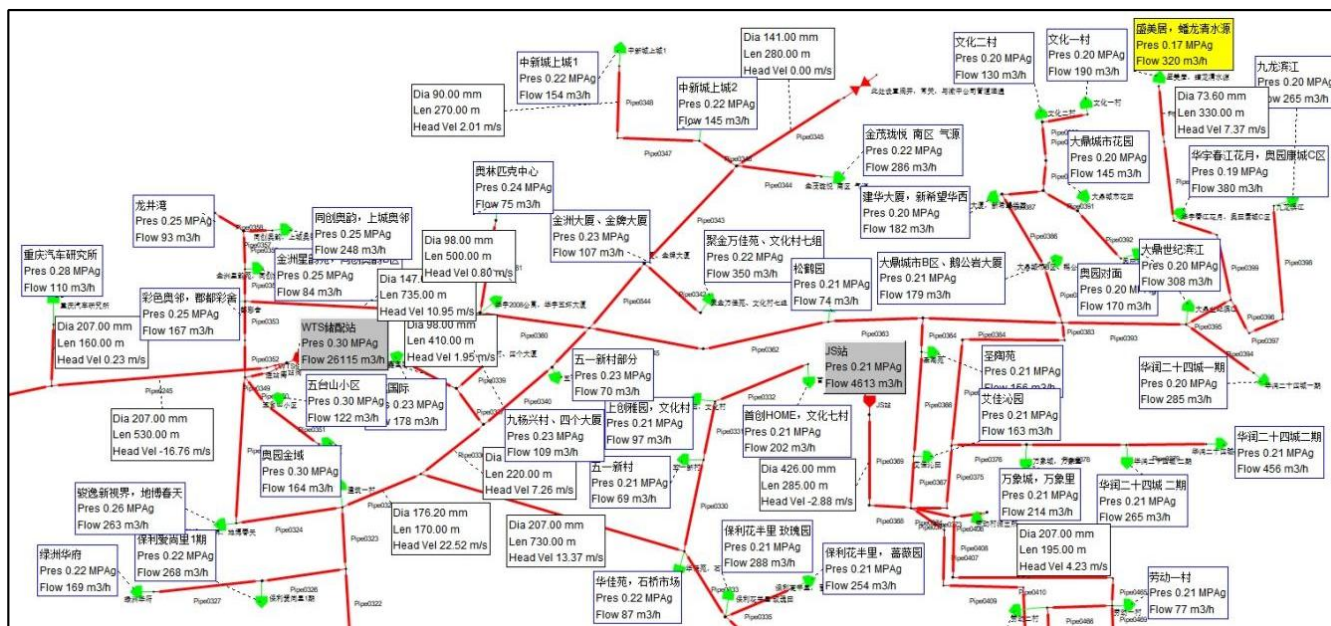


图8 区域瓶颈管网改造模拟(局部)

侧黄桷坪区域主要以一根中压PE250中压管线保供, 同时该区域存在中远期建房地产空间, 建议在EL站与该区东南侧黄桷坪中点区域规划建设2000m³子母罐LNG气化站, 以满足应急及储气调峰需求。

结语

基于TGNET模拟软件建立气源主干管网模型和区域中压输配管网模型, 通过高峰月高峰日工况和最大输送能力工况模拟分析, 确定了该区管网最大输送能力及供气缺口, 对该区气源优化调整、区域瓶颈管网改造提供计算依据, 通过区域站场停气工况分析和调峰储气分析, 为该区应急、储气调峰设施规划建设提供参考依据。

参考文献

[1]黄维和, 常宏岗, 李姗姗等. 基于运行仿真的多

气源环状管网能量计量方法研究[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(05): 117-123.

[2]罗林杰. 川西复杂天然气管网仿真模拟与优化[J]. 中外能源, 2022(006): 027.

[3]胡鑫杰, 许仁辞. 管道仿真技术应用现状及趋势[J]. 管道技术与设备, 2022(003): 000.

[4]成琳琳, 郭小强, 李茜璐. HF公司JZ镇燃气输配管网适应性分析[J]. 化工设计通讯, 2021, 047(012): 3-4.

[5]石淦鹏, 黄细明. TGNET在燃气管网方案优化中的应用[J]. 城市燃气, 2020, No. 548(10): 23-26.

[6]李谦益, 刘海峰. 陕南汉中、安康地区天然气管网适应性分析[J]. 天然气与石油, 2017, 35(2): 5.