

引文: 谢萍, 魏磊, 宋硕硕, 等. 西部天然气干线管网系统互联互通模式对比[J]. 油气储运, 2024, 43(10): 1138-1146, 1172.

XIE Ping, WEI Lei, SONG Shuoshuo, et al. Comparison of interconnection modes in the natural gas trunk pipeline network system in Western China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(10): 1138-1146, 1172.

西部天然气干线管网系统互联互通模式对比

谢萍¹ 魏磊¹ 宋硕硕² 李卫晨子³

1. 国家管网集团西部管道有限责任公司; 2. 西南石油大学石油与天然气工程学院; 3. 中国石油天然气管道工程有限公司

摘要:【目的】“主干互联、区域成网”(简称互联互通)是指通过多输送方案优化调运途径,解决天然气管网气源分布地域不均匀的问题,而在天然气并行管道沿线已有的阀室间设置跨接是实现天然气管道互联互通的重要途径。目前,国内外尚未明确并行管道跨接阀室设置方案对发生截断事故管网输量的影响,且对阀室跨接设置尚未形成统一的认识。【方法】利用SPS软件建立西部天然气管道干线管网模型,结合管网中各条管道设计输气能力、管道路由走向、沿线站场分布特点等,分析了西气东输一线与轮吐支干线、西气东输二线与西气东输三线新疆段、西气东输一线与西气东输四线甘肃段在不同阀室位置设置联通的可能性,基于可实施性与经济性给出管道阀室联通方案。基于该方案进一步分析了单(双)管跨接方式对干线管道在事故状态下管道的失效长度、可能造成的输气量降幅、跨接阀门失效频率及供气系统稳定性等多方面的影响。【结果】建议联通阀室采用双管跨接方式,总结了“先进行双管跨接方案设置,后进行事故状态输送能力分析,最后开展联通经济性分析”的设计步骤,制定了西气东输一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段、西气东输二线与西气东输三线精河—乌苏段的联通方案。【结论】研究成果可为中国天然气干线管网的互联互通提供标准化设计路径。(图4,表5,参20)

关键词: 天然气管网; 互联互通; 阀室; 站场跨接

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2024)10-1138-09

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.10.007

Comparison of interconnection modes in the natural gas trunk pipeline network system in Western China

XIE Ping¹, WEI Lei¹, SONG Shuoshuo², LI Weichenzi³

1. PipeChina West Pipeline Co. Ltd.; 2. School of Oil & Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University;

3. China Petroleum Pipeline Engineering Corporation

Abstract: 【Objective】“Trunk interconnection and regional networking”(hereinafter referred to as “interconnection”) involves optimizing the allocation and transportation routes through multiple transmission schemes to address the uneven geographical distribution of gas sources in natural gas pipeline networks. Establishing crossovers between existing valve chambers along parallel pipelines is a key method for achieving this interconnection. At present, the impact of establishing such crossovers on the transmission capacity of the pipeline network during cut-off accidents remains unclear both at home and abroad, and a consensus on the arrangement of these crossovers has not been reached. 【Methods】The model of the natural gas trunk pipeline network in Western China was developed using SPS software. The feasibility of interconnection at various valve chamber locations was evaluated for the West-East Gas Pipeline 1 and the Lunnan-Turpan Trunk Branch, the Xinjiang Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3, and the Gansu Section of West-East Gas Pipelines 1 and 4, taking into account the design gas transmission capacity, routing, and distribution characteristics of the stations along each pipeline. Interconnection schemes for pipeline valve chambers were proposed based on feasibility and economic considerations. Based on these schemes, the influences of single (double) pipeline crossover modes on the failure length of the trunk pipeline under accident conditions, the potential reduction in gas transmission capacity, the failure frequency of crossover valves, and the stability of the gas supply system were further analyzed. 【Results】It was recommended to adopt the double-pipeline crossover mode for the interconnection of valve chambers. The design process of “establishing the double-pipeline crossover scheme, analyzing transmission capacity under accident conditions, and conducting an economic analysis for interconnection” was summarized.

Interconnection schemes were developed for the Lunnan-Kongque River Section of the West-East Gas Pipeline 1 and the Lunnan-Turpan Trunk Branch, as well as the Jinghe-Wusu Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3. **[Conclusion]** The research findings offer a standardized design framework for the interconnection of natural gas trunk pipeline networks in China. (4 Figures, 5 Tables, 20 References)

Key words: natural gas pipeline network, interconnection, valve chamber, station crossover

天然气是一种高效清洁能源,其需求量随着全球低碳经济的发展呈现快速增长趋势^[1]。“十三·五”期间,中国天然气干线管网形成“西气东输、北气南下、海气登陆、就近外供”的供气格局^[2-3],天然气四大进口通道(东北、西北、西南及海上)贯通,“横跨东西、纵贯南北、覆盖全国、连通海外、资源多元、调度灵活、安全可靠”的天然气管网输送体系基本成型。目前,中国天然气干线管网的建设规模与速度有序推进,“主干互联、区域成网”(简称互联互通)管道建设正在抓紧实施。

互联互通是指基于天然气并行管道系统,通过多输送方案优化调运途径,重新配置天然气资源流向,从而解决气源分布地域不均匀的问题,缓解局部天然气供应紧张^[4-5]。大口径、高压力、多条管道联合运行的并行管道系统一般会在沿途设有阀室跨接管,当一条管道发生泄漏、干线截断阀关断等事故时^[6],可通过阀室跨接管越过事故截断点将天然气从上游引至下游,即其中一条管道部分管段出现事故时,利用另一条管道补充供气,同时充分利用未受损管道应急调配输送,以减少管道事故对天然气输量的影响。西部天然气管网均为大口径管道并且均已投产运行数年,增设跨接阀室能够有效提高管道系统的运行可靠性^[7-9]。目前,中国并行敷设的涩宁兰输气管道系统尚未设置跨接阀室;陕京三线设有4座跨接阀室与陕京二线跨接;西气东输二线(简称西二线)预留3座阀室与西气东输三线(简称西三线)跨接^[10];中俄东线天然气管道(长岭—永清段)已有5座阀室与已建管道实现跨接^[11]。美国Williams输气公司管辖的每座阀室均设置跨接,与并行管道的阀室相邻设置。

在天然气管网互联互通建设过程中,国内外尚未明确并行管道跨接阀室设置方案对发生截断事故管网输量的影响,对阀室跨接设置尚未形成统一认识,无法指导后续并行管网的互联互通设计。在此,考虑输气系统年输气量降低程度、年损失气量、跨接阀门失效频率、联通阀室前后管段失效降量幅度等参数,形成并行管网互联互通跨接阀室的标准化设计路径,对强化西部天然气管网相互保供能力,解决单管站间失效(发生

泄漏、爆管等事故)时输气降量幅度大、输量自动分配不合理等问题具有重要意义。

1 西部天然气管网系统现状

西部天然气管网主要由西气东输一线(简称西一线)西段、西二线西段、西三线西段及轮吐支干线构成(图1、表1,西部天然气管网阀室数量众多,图1中只例举典型的个别阀室;国家管网集团西部管道有限责任公司只管辖西二线、西三线新疆段,因此甘肃段的数据未在表1中展示),约占国家石油天然气管网集团有限公司年管输能力的30%,是中国输气能力最大的并行管道系统^[12]。西一线管道西起轮南,东至上海,管道外径1 016 mm,设计压力10 MPa。西一线西段(轮南—中卫段)共设置14座站场(轮南首站、孔雀河分输压气站、四道班压气站、鄯善压气站、哈密压气站、雅满苏压气站、红柳联络压气站、柳园压气站、玉门压气站、酒泉压气站、山丹压气站、金昌压气站、古浪压气站、中卫联络压气站),设计输量 $170 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。西二线管道西起新疆霍尔果斯口岸,南至广州、香港,东达上海;西三线管道西起霍尔果斯口岸,东至福建福州^[13-14]。西二线西段与西三线西段均为霍尔果斯—中卫段,两线并行敷设,途经的16座站场(霍尔果斯首站、精河压气站、乌苏压气站、玛纳斯压气站、乌鲁木齐压气站、吐鲁番分输联络站、连木沁压气站、了墩压气站、烟墩压气站、红柳联络压气站、瓜州压气站、嘉峪关压气站、张掖压气站、永昌压气站、古浪压气站、中卫联络压气站)全部合建,设计压力均为12 MPa,管道外径均为1 219 mm,设计输量均为 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。轮吐支干线与西一线共用轮南首站将塔里木气田商品气输送至下游,终点为吐鲁番分输联络站,设计压力10 MPa,管道外径1 016 mm,设计输量 $170 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,在吐鲁番联络站实现与西二线、西三线管道系统的连接。西气东输四线(简称西四线)起自吐鲁番分输联络站,止于中卫联络压气站,设计压力12 MPa,管道外径1 219 mm,设计输量 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,沿线共设置11座站场(吐鲁

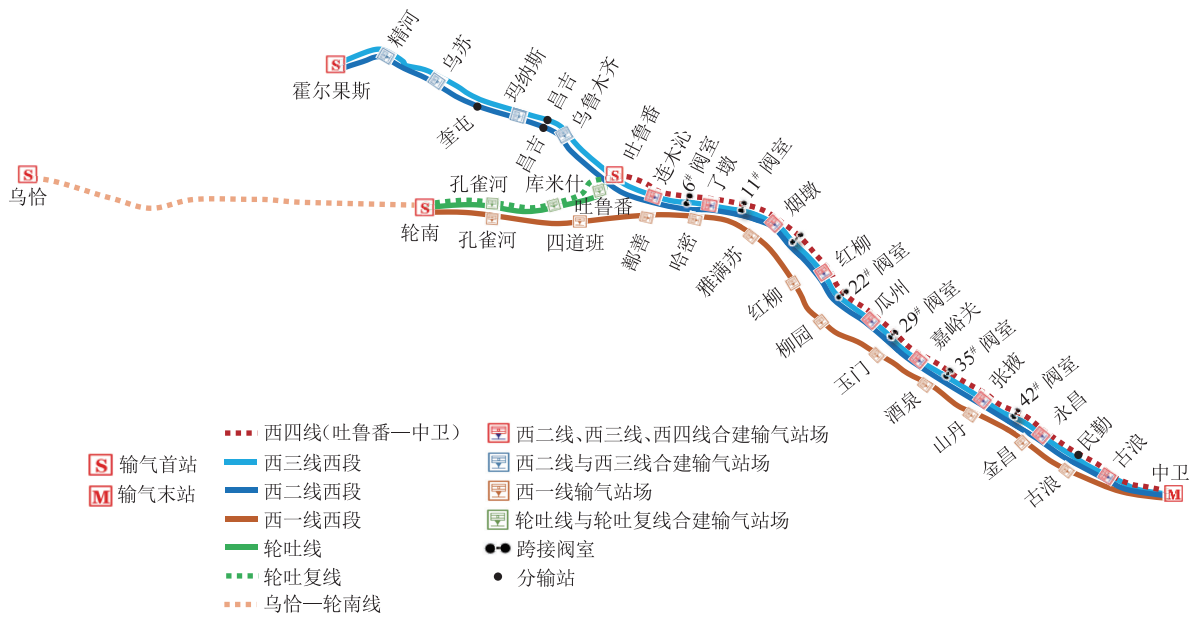


图 1 西部天然气管网系统结构示意图
Fig. 1 Structural diagram of the natural gas pipeline network system in Western China

表 1 西部天然气管网沿线工艺站场、阀室设置表
Table 1 Schedule of process stations and valve chambers along the natural gas pipeline network in Western China

管道名称	管道沿线工艺站场数量				
	压气站	两相邻压气站间阀室	分输站	联络站	总阀室
西一线西段(轮南—中卫段)	14	5,4,5,5,5,4,4,5,6,5,4,3,3	1(孔雀河)	2(红柳、中卫)	58
西二线(新疆段:霍尔果斯—红柳)	10	5,5,5,4,6,5,5,4	3(奎屯、昌吉、哈密)	2(吐鲁番、红柳)	39
西三线(新疆段:霍尔果斯—红柳)	10	5,5,5,4,6,5,5,4	1(昌吉)	2(吐鲁番、红柳)	39
西四线(吐鲁番—中卫段)	11	3,5,6,4,6,7,7,5,5,4,6	1(民勤)	2(吐鲁番、中卫)	58
轮吐支干线	4	5,7,3	0	1(吐鲁番)	15

番联络站、连木沁压气站、了墩压气站、烟墩压气站、红柳联络压气站、瓜州压气站、嘉峪关压气站、张掖压气站、永昌压气站、古浪压气站、中卫联络压气站),改造后输量可达 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,全部与西二线、西三线站场合建。西部天然气管网干线管道夏季平均地温为 $18.5 \sim 21.6 \text{ }^\circ\text{C}$,冬季平均地温为 $3.0 \sim 9.3 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

西部天然气管网各条管道并行敷设情况略有不同。西一线与轮吐支干线管道从轮南首站开始并行敷设至孔雀河压气站,两条管道仅有轮南首站与孔雀河压气站是合建站场,站间距约 180 km,设置 5 座阀室, (编号均为 $1^\# \sim 5^\#$ 阀室),沿线两阀室间距约为 30 km,远期规划外输量将达到 $280 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,而后路由逐渐分开。西二线与西三线新疆段管道均并行敷设,沿线各个压气站均为合建站场,两站间阀室数量及阀室间距均相同,且阀室设置方式及编号也相同。以西二线、西三线合建压气站(霍尔果斯、精河、乌苏)为例,霍尔果斯—精河段均设有 $1^\# \sim 5^\#$ 阀室、精河—乌苏段均设有 $6^\# \sim 10^\#$ 阀室,两压气站间距均

约 180 km,因此两阀室间距约 30 km。西四线与西二线、西三线从吐鲁番联络站至中卫联络站全线均并行敷设,11 座站场均与西二线、西三线对应站场合建,有 15 座截断阀室与西三线对应阀室合建。西部天然气管网共有吐鲁番、红柳、中卫 3 个重要的大型联络站。其中,吐鲁番联络站既是西二线与西三线的中间压气站,又是轮吐支干线的末站,同时也是西四线的首站;红柳联络站是西一线、西二线与西三线的中间压气站;中卫联络站既是西一线、西二线、西三线的中间压气站,又是西气东输系统西段的末站。若输气干线间无阀室联通,当管道失效时系统输量降幅较大,将对沿线居民、军队及工业用气产生较大影响。以未实现阀室联通的西一线与轮吐支干线(轮南—库米什段)为例,一般干线管道抢修时间不允许超过 72 h,故按照事故处理时间为 3 天计算,已知西一线 2021 年实际平均每天输气量约 $5.830 \times 10^4 \text{ m}^3$,则 3 天损失气量将达到 $1.75 \times 10^8 \text{ m}^3$,按天然气价格 1 元/ m^3 计算,会造成天然气销售公司损失约 1.8×10^8 元。因此,为

提高输气干线管道系统运行的可靠性,解决站间单管失效时管道系统输量大幅下降的问题,需对西部天然气管网各压气站间阀室设置跨接,以缩短停输管段长度、减少天然气输量降幅,从而进一步降低对沿线用户的影响^[15]。

2 西部天然气管网系统仿真模型

通过天然气在管道内一维流动的连续性方程、动量方程、能量方程可建立管道元件的数学模型^[16-17]。除管道元件外,天然气管网系统还包括非管道元件和节点。其中,非管道元件是指除管道以外的其他设备,如阀门、压缩机、计量设备等;节点是指气源、用户及各元件的交汇点。上述两类子系统的数学模型可参考文献^[8]建立。此外,为了使管网系统的数学模型封闭,还需在该系统气源与用户处设置边界条件^[8]:气源处一般设置压力温度边界条件或流量边界条件;用户处则需设置压力边界条件或流量边界条件^[8]。以上述理论公式为基础,结合西部天然气管网系统站场实际情况,采用SPS10.4软件建立西部天然气管网系统仿真模型,对该管网系统进行水力与热力分析,进而得到西一线与轮吐支干线、西一线与西四线干线在不同阀室位置设置联通的可能性,最终给出管道阀室联通方案,并进一步分析单(双)管跨接方式对干线管道在事故状态下管道的失效长度、可能造成的输气量下降程度、跨接阀门失效频率及供气系统稳定性等多方面的影响,以期将来管道设计及后期运行管理提供技术支持。

3 西部天然气管网互联互通实践

3.1 跨接方案设计

根据中国涩宁兰、陕京、西气东输、中俄东线等输气管道系统的建设经验以及美国Williams输气公司、佛罗里达输气公司的管理经验,在天然气管网跨接设计时需考虑以下3个方面:①地质灾害高发区、大型穿越地区及维抢修难度较大的地段需设置跨接管;②需分析不同跨接方案下管道系统失效情况(管道失效后的输气能力)^[18];③应采用定量风险评价方法评价管道事故工况造成的损失^[19]。

由于阀室跨接数量对管道失效降量的影响不同,因此站间阀室跨接数量存在最优值,需要对不同阀室跨接数量下的管道失效降量进行对比分析。以西二线与西三线的精河—乌苏段为例,由于西二线与西三线阀室设置方式和编号均相同,且精河—乌苏段站间距约180 km,均设有5座阀室,故两阀室间距约30 km,考虑阀室与阀室之间相互连接,则最多可设置5个跨接,即西二线与西三线的精河—乌苏段,其1[#]阀室、2[#]阀室、3[#]阀室、4[#]阀室、5[#]阀室均可分别进行跨接,故西二线与西三线的精河—乌苏段可设置如下方案E~方案H共4种方案。综上,根据西部天然气管网设计输气能力、沿线阀室及站场分布情况,可确定西部天然气干线管网互联互通节点跨接设置方案(表2)。后续确定跨接模式(单管、双管)后,即可针对表2中不同阀室跨接数量对管道失效降量的影响进行分析,从而确定最终的管道互联互通节点跨接设置方案。

表2 西部天然气干线管网系统互联互通节点跨接设置方案表

Table 2 Crossover schemes for interconnection nodes of the natural gas trunk pipeline network system in Western China

管道名称	方案编号	方案内容
西一线与轮吐支干线(轮南—孔雀河段)	A	站间阀室不设跨接,即西一线轮南—孔雀河段的1 [#] 、2 [#] 、3 [#] 、4 [#] 、5 [#] 阀室与轮吐支干线轮南—孔雀河段的1 [#] 、2 [#] 、3 [#] 、4 [#] 、5 [#] 阀室相互不联通
	B	仅在西一线轮南—孔雀河段的3 [#] 阀室与轮吐支干线轮南—孔雀河段的3 [#] 阀室设置联通,即从轮南—孔雀河管段间仅有1个相互联通点,跨接间距约90 km
	C	站间每隔1座阀室设置1处跨接,即西一线轮南—孔雀河段的2 [#] 、4 [#] 阀室与轮吐支干线轮南—孔雀河段的2 [#] 、4 [#] 阀室分别设置联通,则从轮南—孔雀河管段间有2个相互联通点,跨接间距约60 km
	D	站间所有阀室均跨接,即西一线轮南—孔雀河段的1 [#] 、2 [#] 、3 [#] 、4 [#] 、5 [#] 阀室与轮吐支干线轮南—孔雀河段的1 [#] 、2 [#] 、3 [#] 、4 [#] 、5 [#] 阀室均分别设置联通,则从轮南—孔雀河管段间有5个相互联通点,跨接间距约30 km
西二线与西三线(精河—乌苏段)	E	站间阀室不设跨接,即西二线精河—乌苏段的6 [#] 、7 [#] 、8 [#] 、9 [#] 、10 [#] 阀室与西三线精河—乌苏段的6 [#] 、7 [#] 、8 [#] 、9 [#] 、10 [#] 阀室相互不联通
	F	仅在西二线精河—乌苏段的8 [#] 阀室与西三线精河—乌苏段的8 [#] 阀室设置联通,即从精河—乌苏管段间有1个相互联通点,跨接间距约90 km
	G	站间每隔1座阀室设置1处跨接,即西二线精河—乌苏段的6 [#] 、9 [#] 阀室与西三线精河—乌苏段的6 [#] 、9 [#] 阀室分别设置联通,则从精河—乌苏管段间有2个相互联通点,跨接间距约60 km
	H	站间所有阀室均跨接,即西二线精河—乌苏段的6 [#] 、7 [#] 、8 [#] 、9 [#] 、10 [#] 阀室与西三线精河—乌苏段的6 [#] 、7 [#] 、8 [#] 、9 [#] 、10 [#] 阀室分别设置联通,则从精河—乌苏管段间有5个相互联通点,跨接间距约30 km

续表

管道名称	方案编号	方案内容
西一线与西四线甘肃段	I	站间不设置跨接,即西一线与西四线红柳联络压气站后的各个阀室相互不联通
	J	西一线柳园站与西四线红柳一瓜州段的 24 [#] 阀室跨接,跨接间距约 0.5 km(柳园站与 24 [#] 阀室的直线距离)
	K	西一线柳园站与西四线瓜州站跨接,跨接间距约 30 km(两站间的直线距离)
	L	西一线柳园一玉门段 33 [#] 阀室与西四线瓜州站跨接,跨接间距约 4.8 km(33 [#] 阀室与瓜州站间的直线距离)
	M	西一线玉门一酒泉段 39 [#] 阀室与西四线嘉峪关站跨接,跨接间距约 2.9 km(39 [#] 阀室与酒泉站间的直线距离)
	N	西一线酒泉一山丹段 45 [#] 阀室与西四线张掖站跨接,跨接间距约 3.9 km(45 [#] 阀室与山丹站间的直线距离)

3.2 跨接方案分析

3.2.1 不同跨接模式优缺点

并行管道常用的跨接模式有单管阀前跨接、单管阀后跨接及双管跨接 3 种。以西二线与西三线精河—乌苏段(图 2a)为例,单管阀前跨接是指在阀室前设置跨接管(图 2b),未发生事故时所有跨接阀全部关闭,当西三线 F1、F2 阀室干线截断阀关断时,可打开跨接阀 V1、V3,西三线上游来气经 V1 跨接管输向西二线,经由 H1、H2 阀室越过事故段,再通过跨接阀 V3 回到西三线 F3 阀室前,经 F3、F4、F5 阀室向下游压气站输气。采用单管阀前跨接模式设置跨接后,西三线管道事故段跨越 V2 阀,其长度最多为 60 km,冬季事故状态下用上述 SPS 模型可计算得出输气量约下降 9.3%。单管阀后跨接是指在阀室后设置跨接

管(图 2c),当西三线 F2、F3 阀室间管道发生事故中断时,上游来气需经跨接阀 V1 输向西二线,经由 H2、H3 阀室越过事故管段,然后通过跨接阀 V3 回到西三线 F3 阀室下游,再经 F4、F5 阀室向下游压气站输气,此时西三线管道事故段跨越 V2 阀,其长度最多为 60 km,冬季事故状态下用上述 SPS 模型可计算得出输气量约下降 9.3%。双管跨接是指阀前阀后均设置跨接(图 2d),当西三线 F1 阀室前管道因事故中断,则西三线上游来气可直接进入西二线,从而越过事故管段由跨接阀 V2 输向西三线,后经由 F2、F3、F4、F5 阀室向下游输气,此时西三线管道事故段长度最多为 30 km,冬季事故状态下用上述 SPS 模型可计算得出输气量约下降 7.55%。综上,当天然气管网系统单条管道发生事故时,采用双管跨接的管道事故段长度比单管跨接的管道事故段长度少 50%,冬季事故状态下输气降量由 9.3%降至 7.55%,可有效降低管道失效长度及事故状态下管道系统的失效管输量,从而降低管道事故的负面影响。此外,单条管道发生断管事故时,单管跨接方案的失效管段长度与断管位置相关,若仅在站场间中间阀室设置跨接,所设单管跨接无法有效减少失效管段长度(失效管段长度依然为站间距),而双管跨接可避免这一问题,因此,采用双管跨接对于管道系统供气的可靠性明显高于单管跨接。

3.2.2 双管跨接管道事故状态输送能力分析

以西二线与西三线精河—乌苏段为例,冬季、夏季系统输气量均约为 $17\,771 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采用上述 SPS 模型模拟得到不同跨接方案(方案 E~方案 H)下采用双管跨接模式且单条管道失效(F1 阀室前管道事故中断)后管道系统冬季、夏季输送能力图(图 3)。可见,并行管道设置双管跨接后,单条管道发生事故后的管道失效长度由方案 E(不设阀室跨接)的 180 km 降至方案 H(双管前后阀室均跨接)的 30 km,可有效降低管道失效长度。其次,随着压气站站间跨接阀室数量的增加,单根管道破裂引起的管道系统降量百分

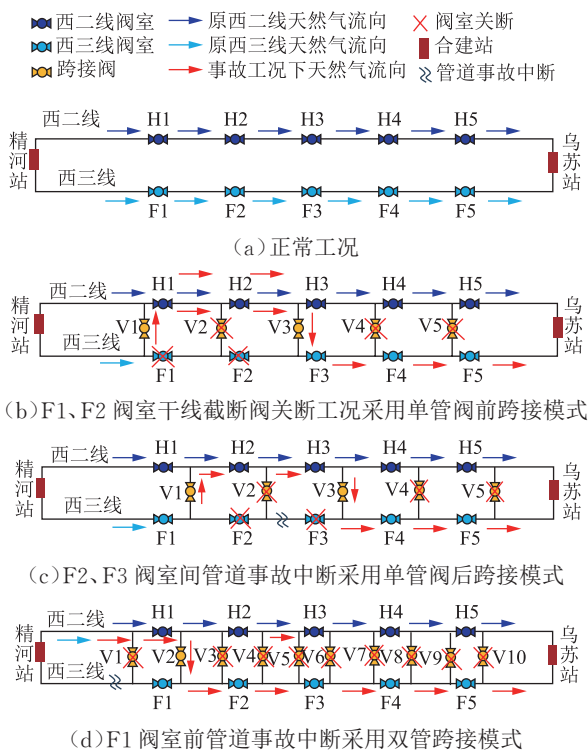


图 2 西二线与西三线精河—乌苏段不同事故工况下 3 种跨接模式输气示意图

Fig. 2 Schematic diagram of gas transmission for three crossover modes under different accident conditions in the Jinghe-Wusu Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3

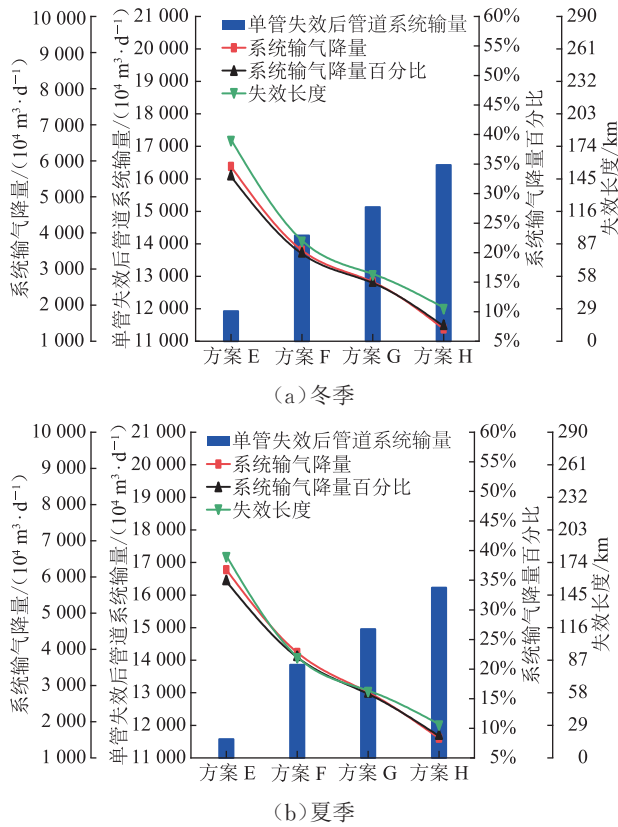


图3 西二线与西三线精河—乌苏段在不同跨接方案下采用双管跨接模式且单条管道失效后管道系统冬季、夏季输送能力图
Fig. 3 Transmission capacity of the pipeline system in the Jinghe-Wusu Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3 in winter and summer following adoption of double-pipeline crossover mode and single pipeline failure in different crossover schemes

比逐渐减小,如夏季系统输气降量百分比从方案E的34.8%降低至方案H的8.7%,系统输气降量也从方案E

表3 西一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段在不同跨接方案下采用双管跨接模式且单条管道失效后管道系统冬季输送能力表
Table 3 Transmission capacity of the pipeline system in the Lunnan-Kongque River Section of the West-East Gas Pipeline 1 and the Lunnan-Turpan Trunk Branch in winter following adoption of double-pipeline crossover mode and single pipeline failure in different crossover schemes

跨接方案	失效段	年输量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	管道失效 频率 η /(次· a^{-1})	年系统降量 Q_1 / ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	年损失气量 Q_2 / ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	设置跨接可避免的年损失 气量 Q_3 /($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	系统输量 降幅百分比
A	轮南—孔雀河段	5 356	0.006 66	152.53	87.07	0	44.86%
B	轮南—3 [#] 阀室	7 065	0.006 66	92.72	52.93	1 709	27.27%
C	轮南—2 [#] 阀室	7 336	0.006 66	83.23	47.51	1 980	24.48%
D	轮南—1 [#] 阀室	8 795	0.006 66	32.17	18.36	3 439	9.46%

注:①表格中阀室跨接方案均按照双管跨接进行计算;②管道发生断管事故后的维抢修时间为72h;③管道年运行时间按照设计时间350天;④ $Q_2=85.714\eta Q_1$;⑤ $Q_3=Q_1-Q_2$,其中 Q_1 为设置跨接管道失效后年输量, Q_2 为无跨接管道失效后年输量。

3.3.2 西二线与西三线精河—乌苏段

西二线、西三线并行管道总长4 752 km,精河—乌苏段为其典型并行管道。西二线与西三线正常设计输量约 $600 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,因两条管道所有站场全部合建,因此当西二线发生管道失效时,可通过西三线的站场向

的 $6 198 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至方案H的 $1 542 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,效果明显。季节不同,环境温度与地温不同,管道失效降量的降幅亦不同,且冬季失效降量的幅度更小。综上,当单条管道发生爆管事故时,采用双管跨接模式可有效实现输气干线间的应急调配输送,减少管道事故对天然气输量的影响。

3.3 联通方案分析

3.3.1 西一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段

西一线仅红柳联络压气站为合建站,与西二线、西三线、西四线互联互通,但运行相对独立。西一线与轮吐支干线正常设计输量约 $9 714 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$,当西一线发生管道失效时,可通过红柳站实现由西二线、西三线、西四线管道系统向西一线转供。由文献[20]可知,40 in(1 in=24.5 mm)以上管道失效频率累计为 0.37×10^{-7} 次/($\text{km} \cdot \text{a}$),由此计算得出轮南—孔雀河段(约180 km)管道失效频率为0.006 66次/a。采用上述SPS模型可计算得到表2中轮南—孔雀河段在不同跨接方案(方案A~方案D)下采用双管跨接模式且单条管道失效后管道系统冬季输送能力表(表3),可见,方案A~方案D的年损失气量逐渐减少,设置跨接可避免年损失气量逐渐增大。虽然增设跨接阀室可有效减少输气系统降量,但其投资也相应增加,且因跨接阀门数量大幅增加,泄漏失效的年事故频率也会升高。因此,跨接阀室数量并非越多越好,需根据天然气管道系统具体工况进行经济性分析后确定。

西二线转供。采用上述SPS模型模拟得到在不同跨接方案(方案E~方案H)下采用双管跨接模式且单条管道失效后管道系统夏季输送能力(表4,计算方法与第3.3.1节相同,管道失效频率、维抢修时间、管道年运行时间等基础参数设置不变)。可见,随着跨接阀室数

表4 西二线与西三线精河—乌苏段在不同跨接方案下采用双管跨接模式且单条管道失效后管道系统夏季输送能力表
Table 4 Transmission capacity of the pipeline system in the Jinghe–Wusu Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3 in summer following adoption of double-pipeline crossover mode and single pipeline failure in different crossover schemes

跨接方案	失效段	年输量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	管道失效 频率 η /(次· a^{-1})	年系统降量 Q_1 / ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	年损失气量 Q_2 / ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	设置跨接可避免的年损失 气量 Q_3 /($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$)	系统输量 降幅百分比
E	精河—乌苏段	11 574	0.006 66	216.90	3 273	0	34.8%
F	精河—8 [#] 阀室	13 858	0.006 66	136.96	2 067	1 206	22.0%
G	精河—7 [#] 阀室	14 957	0.006 66	98.49	1 486	1 787	15.8%
H	精河—6 [#] 阀室	16 230	0.006 66	53.94	814	2 459	8.7%

量的增多,西二线与西三线精河—乌苏段年损失气量逐渐减少,设置跨接可避免的年损失气量逐渐增加。

根据英国 HSE 碳氢化合物泄漏数据库统计数据,6 in 以上紧急切断阀门泄漏发生失效的概率约为 0.000 26 次/a^[20]。按照每个联通阀室上新增 2 个阀门,可计算得到不同跨接方案新增双管跨接阀门的失效频率(表 5)。可见,虽然设置更多的跨接可以减少停输管段的长度,在一定程度上减少系统输量降幅,但是管道泄漏点也会随之增加,从而增加管道的事故频率。因此,需针对该段双管跨接模式下的经济性与安全性开展进一步研究。

表5 不同跨接方案新增双管跨接阀门失效频率统计表
Table 5 Statistics on failure frequency of newly added double-pipeline crossover valves in different crossover schemes

跨接方案	跨接数量	单个阀室双向跨接新增阀门数量	阀门平均失效概率/(次· a^{-1})	跨接阀门数量	年失效频率/(次· a^{-1})
E	0	2	0.000 26	0	0
F	1	2	0.000 26	2	0.000 26
G	2	2	0.000 26	4	0.001 04
H	5	2	0.000 26	10	0.002 60

3.3.3 西一线与西四线甘肃段

当西一线红柳联络压气站下游不同位置发生管道失效时,在保证西一线中卫站进站压力不低于 5.0 MPa,西二线、西三线、西四线合建中卫站进站压力不低于 9.5 MPa,且沿线压缩机无异常工况情况下,采用上述 SPS 模型可模拟得到在不同跨接方案(方案 I~方案 N)下采用双管跨接模式管道系统冬季的无法转供量均为 $432 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。可见,在西一线与西四线已通过红柳联络压气站实现互联互通的情况下,在红柳联络压气站下游某个位置新增跨接点进行互联互通的方案对降低管道系统失效降量效果不明显,因此,西一线与西四线甘肃段不建议增加跨接点,即推荐方案 I。

3.4 双管跨接联通经济性分析

3.4.1 西一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段

增设跨接阀室可有效减少系统降量,但其投资也

相应增加。按照常规油气管道工程量及材料费用,测算涉及到的阀门、管道、绝缘接头等材料购置费用以及现场施工和安全等费用,得到方案 B、方案 C、方案 D 的建设当年增加投资分别约为 $1\,680 \times 10^4$ 元、 $4\,200 \times 10^4$ 元、 $10\,080 \times 10^4$ 元。虽然方案 D 的系统输量降幅在所有方案中最小,但由于跨接阀门数量增加导致管道年泄漏失效频率升高,每年增加投资也相应最多,设置跨接可避免的年损失气量与每年增加投资之比 f_D 最小,为 0.33;方案 C 设置跨接可避免的年损失气量虽然比方案 B 多 $271 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$,但其每年增加投资为方案 B 的 2.5 倍。因此,根据目前西一线与轮吐支干线的运行现状(失效概率低于统计概率)与阀室设置情况,方案 B 在现有情况下最优,因此推荐方案 B。

综上,按照人员到达联通阀室现场所需时间不超过 3 h 计算,采用上述 SPS 模型模拟得到按照方案 B 进行阀室双管跨接设置时 3[#] 阀室前、后管道失效工况下系统输量降幅分别为 18.10%、17.06%,合计 35.16%。但结合管道路由实际情况,更推荐在西一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段 2[#] 阀室与 3[#] 阀室之间新建 1 个监控阀室并进行双管跨接设置,采用上述 SPS 模型模拟得到该监控阀室前、后管道失效工况下系统输量降幅分别为 17.01%、17.68%,合计 34.69%,小于方案 B 的模拟结果。

3.4.2 西二线与西三线精河—乌苏段

按照常规油气管道工程量及材料费用,测算本项目涉及到的阀门、管道、绝缘接头等材料购置费用以及现场施工和安全等费用,得到方案 F、方案 G、方案 H 的建设当年增加投资分别约为 $4\,800 \times 10^4$ 元、 $9\,600 \times 10^4$ 元、 $23\,400 \times 10^4$ 元。虽然方案 G 的系统输量降幅在所有方案中最小,但由于跨接阀门数量增加导致管道年泄漏失效频率升高,每年增加投资也相应最多,设置跨接可避免的年损失气量与每年增加投资之比 f_H 为 0.105;方案 F 设置跨接可避免的年损失气量比方案 G 少 $581 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$,但投资减少 50%,且设置跨接可避免的年损失气量与每年增加投资之比 f_F

最高,为0.251。根据目前管道的运行现状(失效概率低于统计概率)与阀室设置情况(部分阀室由于站址原因,无法改建为跨接阀室),西二线与西三线精河—乌苏段阀室联通方式推荐方案F。

西二线与西三线精河—乌苏段站间为6[#]~10[#] 阀室,由于该段阀室间距离基本一致,阀室数量也相同,且阀室上、下游管段的事故发生概率也基本相同,因此,联通阀室位置需保证联通阀室上下游管道失效后系统输量降幅都尽量小。采用上述SPS模型模拟得到不同阀室设置双管跨接,阀室前、后管道失效后系统冬季、夏季输气量及系统输量降幅(图4),可见,8[#] 阀室位于站间最中间的部分,可保证上下游发生事故时都能尽量降低系统输量降幅,为最优情况。因此,推荐8[#] 阀室作为双管联通阀室。

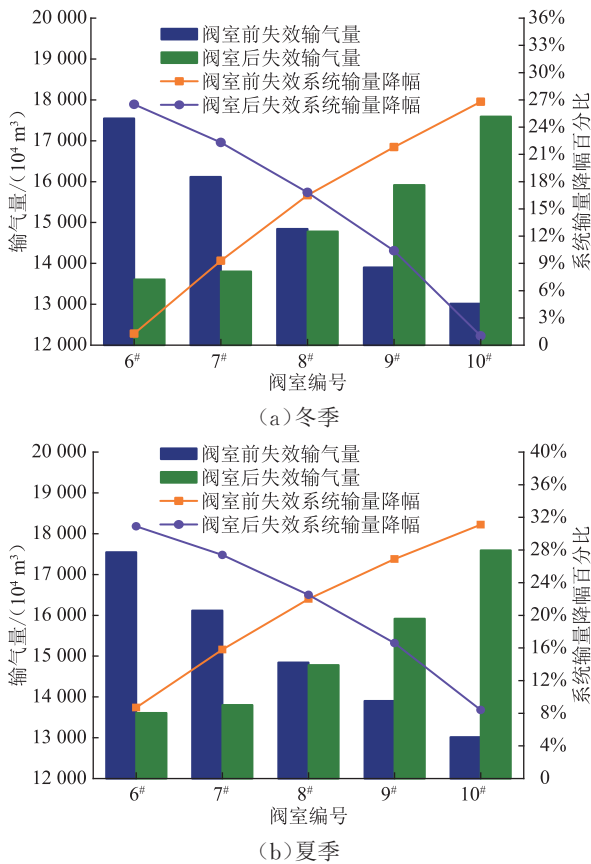


图4 西二线与西三线精河—乌苏段不同阀室设置双管跨接前、后管道失效后系统冬季、夏季输气量及系统输量降幅图
Fig. 4 Gas transmission capacity and capacity reduction in winter and summer of the pipeline system upon pipeline failure before/after double-pipeline crossover for different valve chambers in the Jinghe-Wusu Section of West-East Gas Pipelines 2 and 3

4 结论

双管跨接可有效减少西部天然气管网单条管道的

失效管段长度,提高管道系统的供气可靠性。增设跨接阀室可有效减少输气管网系统降量,但会使其投资费用增加,且因跨接阀门数量逐步增加会导致管道失效频率相应升高。基于输气系统年系统降量、年损失气量、跨接阀门失效频率、联通阀室前后管段系统输量降幅及经济性测算,确定了西一线与轮吐支干线轮南—孔雀河段、西二线与西三线精河—乌苏段设置双管跨接进行联通的最优方案,并形成并行管道联通方案“双管跨接方案设置-事故状态输送能力分析-联通经济性分析”标准化设计路径,保障了西部天然气管网的安全运行,尤其是冬季保供期内发生联通段内的管道泄漏或断管事故时可及时启用联通线,降低输气损失。

在西部天然气管网并行管道间增设不同数量的跨接阀室可提高供气系统的可靠性,但会增加管道系统的失效频率。对于管道沿线特殊地质条件下的阀室,如特殊地质灾害段、大型穿跨越段等,可借鉴美国、俄罗斯等国外相关的规范及工程建设经验,以期为中国天然气干线管网的“互联互通”提供标准化设计借鉴。

参考文献:

[1] 何东博,贾成业,位云生,郭建林,冀光,李易隆. 世界天然气产业形势与发展趋势[J]. 天然气工业, 2022, 42(11): 1-12. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.11.001.
HE D B, JIA C Y, WEI Y S, GUO J L, JI G, LI Y L. Current situation and development trend of world natural gas industry[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(11): 1-12.

[2] 王小强,王保群,王博,林燕红,郭彩霞. 我国长输天然气管道现状及发展趋势[J]. 石油规划设计, 2018, 29(5): 1-6. DOI: 10.3969/j.issn.1004-2970.2018.05.001.
WANG X Q, WANG B Q, WANG B, LIN Y H, GUO C X. The current situation and development trend of China's long distance natural gas pipeline[J]. Petroleum and New Energy, 2018, 29(5): 1-6.

[3] 邹才能,赵群,陈建军,李剑,杨智,孙钦平,等. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1-11. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.04.001.
ZOU C N, ZHAO Q, CHEN J J, LI J, YANG Z, SUN Q P, et al. Natural gas in China: development trend and strategic forecast[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11.

[4] 吕淼. 对加快我国储气调峰设施建设的思考[J]. 国际石油经济, 2018, 26(6): 10-14.
LYU M. Thinking on accelerating the construction of natural

- gas storage facilities in China[J]. *International Petroleum Economics*, 2018, 26(6): 10-14.
- [5] 杨宏伟, 刘方, 韩银杉. 天然气管网互联互通用户侧供需平衡仿真分析[J]. *油气储运*, 2023, 42(4): 473-480. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.04.013.
YANG H W, LIU F, HAN Y S. Simulation analysis of supply-demand balance on users side by natural gas pipeline network interconnection[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2023, 42(4): 473-480.
- [6] WU T, CHEN Y K, DENG Z H, SHEN L, XIE Z Z, LIU Y, et al. Oil pipeline leakage monitoring developments in China[J]. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2023, 3(4): 100129. DOI: 10.1016/j.jpse.2023.100129.
- [7] 王宁. 长距离输气管道运行优化研究[D]. 兰州: 兰州交通大学, 2019.
WANG N. Optimization of long-distance gas pipeline operation[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University, 2019.
- [8] 李长俊, 张员瑞, 贾文龙, 仇柏林, 何杰, 王硕. 大型天然气管网系统在线仿真方法及软件开发[J]. *油气储运*, 2022, 41(6): 723-731. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.06.014.
LI C J, ZHANG Y R, JIA W L, QIU B L, HE J, WANG S. Online simulation method and software development of large-scale natural gas pipeline network system[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2022, 41(6): 723-731.
- [9] 王琴, 陈新果, 伍奕, 谢萍, 王会豪. 西部天然气管网稳态运行优化研究[J]. *油气田地面工程*, 2020, 39(2): 64-71. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.2020.02.014.
WANG Q, CHEN X G, WU Y, XIE P, WANG H H. Study on steady state operation optimization of western natural gas pipeline network[J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2020, 39(2): 64-71.
- [10] 么惠全, 毛建, 吴志平, 张照旭, 赵冬野. 西气东输管道完整性管理实践及效能分析[J]. *天然气工业*, 2013, 33(12): 124-130. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.12.019.
YAO H Q, MAO J, WU Z P, ZHANG Z X, ZHAO D Y. Integrity management practices in the West-to-East Natural Gas Pipelines and their competence appraisal[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(12): 124-130.
- [11] 陈利琼, 高茂萍, 王力勇, 刘思良, 张廷廷, 吴霞, 等. 极限工况下的管网“互联互通”改进方案[J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 122-128. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.02.014.
CHEN L Q, GAO M P, WANG L Y, LIU S L, ZHANG T, WU X, et al. An improvement scheme of “interconnected” pipeline network under extreme working conditions[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 122-128.
- [12] 公维龙, 张志方, 成渊朝, 师书勤, 罗天宝, 相璟瑞. 西气东输改扩建工程经济输量界限的影响因素[J]. *油气储运*, 2018, 37(8): 878-884. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2018.08.006.
GONG W L, ZHANG Z F, CHENG Y C, SHI S Q, LUO T B, XIANG J R. Influencing factors for the economic output limits of West-East Gas Pipeline upgrading and expansion projects[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2018, 37(8): 878-884.
- [13] 刘玉卿, 全雷, 余志峰, 史航. 西气东输二线穿越处管道位移分析及解决方案[J]. *油气储运*, 2018, 37(12): 1398-1403. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2018.12.013.
LIU Y Q, TONG L, YU Z F, SHI H. Analysis and solution on the displacement of the Second West-to-East Gas Pipeline at the crossing position[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2018, 37(12): 1398-1403.
- [14] 贾世民. 西气东输三线0.8设计系数试验管段试压的可靠性[J]. *油气储运*, 2018, 37(9): 1025-1029. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2018.09.011.
JIA S M. Reliability of the test pipe section with 0.8 design factor of the 3rd West-to-East Gas Pipeline in pressure test[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2018, 37(9): 1025-1029.
- [15] 刘向峰, 安宇, 董绍华, 王来贵. 埋地输气管道安全并行距离分析[J]. *辽宁工程技术大学学报(自然科学版)*, 2017, 36(4): 396-401. DOI: 10.11956/j.issn.1008-0562.2017.04.012.
LIU X F, AN Y, DONG S H, WANG L G. Parallel safe distance analysis of buried gas pipeline[J]. *Journal of Liaoning Technical University (Natural Science Edition)*, 2017, 36(4): 396-401.
- [16] 胡冬, 蒲明, 于达, 武斌, 朱锋. 天然气管道干线并行跨接方案研究[J]. *石油规划设计*, 2013, 24(6): 34-37. DOI: 10.3969/j.issn.1004-2970.2013.06.010.
HU D, PU M, YU D, WU B, ZHU F. Research on parallel spanning scheme of natural gas pipeline trunk line[J]. *Petroleum and New Energy*, 2013, 24(6): 34-37.
- [17] 宋德琦, 苏建华, 任启瑞, 等. 天然气输送与储存工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 23-45.
SONG D Q, SU J H, REN Q R, et al. *Natural gas transportation and storage engineering*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 23-45.

(下转第 1172 页)

43(7):796-808. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.07.009.

DU J, ZHENG J Q, XIA Y H, ZHANG X L, XU N, LIAO Q, et al. Prediction of mixed oil concentration in product oil pipeline coupling oil mixing mechanism and data correction[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(7): 796-808.

[24] DU J, ZHENG J Q, LIANG Y T, WANG B H, KLEMEŠ J J, LU X Y, et al. A knowledge-enhanced graph-based temporal-spatial network for natural gas consumption prediction[J]. Energy, 2023, 263(Part D): 125976. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125976.

[25] DU J, ZHENG J Q, LIANG Y T, XU N, KLEMEŠ J J, WANG B H, et al. Deeppipe: a two-stage physics-informed neural network for predicting mixed oil concentration distribution[J]. Energy, 2023, 276: 127452. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127452.

[26] DU J, ZHENG J Q, LIANG Y T, LU X Y, KLEMEŠ J J, VARBANOV P S, et al. A hybrid deep learning framework for predicting daily natural gas consumption[J]. Energy, 2022, 257: 124689. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124689.

[27] DU J, ZHENG J Q, LIANG Y T, XIA Y H, WANG B H, SHAO Q, et al. Deeppipe: an intelligent framework for predicting mixed oil concentration in multi-product pipeline[J].

Energy, 2023, 282: 128810. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128810.

(编辑:张雪琴)

基金项目: 国家自然科学基金资助项目“面向大规模成品油管网调度的数据解析与优化融合方法”,52202405; 中国石油大学(北京)校基金资助项目“输油管道智能监测与控制优化方法研究”,2462023BJRC026.

作者简介: 杜渐,男,1997年生,在读博士生,2020年毕业于中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业,现主要从事油气长输管道数字化与智能化方向的研究工作。地址:北京市昌平区府学路18号,102249。电话:18810857210。Email: jiandu_cup1997@outlook.com

通信作者: 廖绮,女,1994年生,副教授,2021年博士毕业于中国石油大学(北京)油气储运工程专业,现主要从事长输管道与油气物流优化相关技术研究。地址:北京市昌平区府学路18号,102249。电话:13261657239。Email: qliao@cup.edu.cn

• Received: 2024-05-27

• Revised: 2024-06-26

• Online: 2024-08-08



(上接第1146页)

[18] 单克,帅健,杨光,孟伟,张浩. 美国油气管道基本失效概率评估方法及启示[J]. 油气储运, 2020, 39(5): 530-535. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.05.007.

SHAN K, SHUAI J, YANG G, MENG W, ZHANG H. Evaluation method for basic failure probability of oil and gas pipeline based on accident statistics in the United States and enlightenments[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(5): 530-535.

[19] 王新,刘建平,张强,井丽磊,王宁峰,田磊,等. 油气管道定量风险评价技术发展现状及对策[J]. 油气储运, 2020, 39(11): 1238-1243. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.11.004.

WANG X, LIU J P, ZHANG Q, JING L L, WANG N F, TIAN L, et al. Development status and countermeasures of quantitative risk assessment technology for oil & gas pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(11): 1238-1243.

[20] 齐先志,杨静,王晓霖,谢成,曹加园,席罡. 国外管道失效数据库简介及参考[J]. 当代化工, 2016, 45(4): 853-855, 859.

DOI: 10.3969/j.issn.1671-0460.2016.04.061.

QI X Z, YANG J, WANG X L, XIE C, CAO J Y, XI G. Introduction of foreign pipeline failure databases and guidelines for us[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(4): 853-855, 859.

(编辑:张雪琴)

作者简介: 谢萍,女,1972年生,高级工程师,2012年硕士毕业于西南石油大学油气储运工程专业,现主要从事长输油气管道建设及运行管理等方面的研究工作。地址:新疆乌鲁木齐市高新区(新市区)喀什东路街道四平路2288号创新广场F座1001房间,830010。电话:0991-7561525。Email: xieping02@pipechina.com.cn

• Received: 2024-04-07

• Revised: 2024-06-27

• Online: 2024-08-13

