

文章编号: 1000-8241(2019)04-0451-07

并行天然气管网跨接模式对比

闵俊豪¹ 董平省² 吴明¹ 宫敬³

1. 辽宁石油化工大学石油天然气工程学院; 2. 中国石油管道局工程有限公司设计分公司;

3. 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院

摘要: 西气东输一线、二线、三线已基本建成投产,未来有可能增设与西气东输二线、三线管道并行敷设的输气管道。在并行敷设的管道间建设跨接管道,使管道之间互联互通,可提高系统可靠性,但同时也会由于建设跨接管道所增加的焊点导致泄漏频率增加。为了分析不同并行管道跨接阀室设置方案对发生断管事故管网的影响,得到跨接设置的最优方案,利用SPS软件建立带有跨接管的输气管道数学模型,对并行管道断管事故工况进行模拟与分析。结果表明:设置双管跨接的管道系统供气可靠性明显高于单管跨接,且两座压气站间设置一座跨接阀室的方案性价比最高。建议站间的中间阀室设置跨接,采用阀前、阀后均设跨接管的设计方案,该方案经济合理,可以有效提高管道事故应急调配能力。(图7,表8,参24)

关键词: 天然气; 并行管道; 跨接; SPS; 模拟; 优化

中图分类号: TE832

文献标识码: A

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2019.04.016

Comparison on crossover modes of parallel natural gas pipeline network

MIN Junhao¹, DONG Pingsheng², WU Ming¹, GONG Jing³

1. College of Petroleum Engineering, Liaoning Shihua University;

2. China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. (Engineering);

3. College of Mechanical and Transportation Engineering, China University of Petroleum (Beijing)

Abstract: The first, second and third West-to-East Gas Pipelines have been basically completed and put into operation. In the future, it is possible to lay another gas pipelines parallel to the second and third West-to-East Gas Pipelines. The construction of crossovers between pipelines laid in parallel can connect the pipelines and improve the reliability of the system, but it will also increase the leakage frequency due to the increase of welding spots in the construction of the welded pipes. In this paper, a mathematical model for gas pipelines with crossovers was established by the software SPS to analyze the effects of different setting schemes for crossover valve chamber of parallel pipelines on the pipeline network with broken pipe, so as to obtain the optimal crossover setting solution. Then, the working conditions of parallel pipelines with broken pipe were simulated and analyzed. It is indicated that the gas supply reliability of the pipeline system with double-pipeline crossover is significantly higher than that of single-pipeline crossover. The scheme of constructing a crossover valve chamber between two pressure stations has the best cost performance. It is recommended to set a crossover in the valve chamber between two stations and adopt the design scheme of setting crossovers before and after the valve, which is economically reasonable and can improve the emergency allocation capability of pipelines. (7 Figures, 8 Tables, 24 References)

Key words: natural gas, parallel pipeline, crossover, SPS, simulation, optimization

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一直呈现快速增长趋势^[1]。目前,已建天然气管网基本覆盖全国主要地区,包括西气东输、陕京线、川气东送管道、中缅天然气管道、冀宁联络线、

涩宁兰管道、中贵联络线等^[2-5]。“十三·五”期间,计划建设天然气主干管道及其相关附属管道 4×10^4 km,于2020年天然气总长将达到 10.4×10^4 km,干线输气能力超过 $4\,000 \times 10^8$ m³/a^[6]。

随着天然气管道建设进入高峰期,中国某些地区将建设大口径、高压、多条管道联合运行的并行管道^[7-8]。并行天然气管道是指两条或多条铺设路径基本一致,且联合运行的天然气管道^[9]。这种管道一般会在沿途设有跨接管,西气东输管道、陕京管道及涩宁兰管道均为并行管道。并行管道的优势在于当一条管道发生泄漏、干线阀关断等事故时,可以通过跨接管越过事故截断点将天然气从上游引至下游,减少管道事故对天然气输量的影响。

目前,关于并行管道的研究资料并不完善,仍需探究并行管道跨接管室的设置方案对发生截断事故管网输量的影响。由于天然气管道输量公式非常复杂,计算繁琐且难以得出结论,而利用仿真模拟软件能快速准确地得出结果。在此,以SPS仿真模拟软件为基础,研究跨接模式对天然气管网的影响,并对阀室跨接方案进行比选,以指导后续并行管道的设计与建设。

1 相关标准及做法

通过调研国外输气管道设计规范及其工程经验可知,对于并行敷设管道,应在管道截断阀室的前方或后方设置跨接管,以确保其安全运行。在苏联 СНиП 2.05.06-85《干线管道设计规范》、ОНТП-51-1-85等规范中,对具有同一用途并行敷设的管道,管道间应设有跨接管连接。对于压力相等的并行输气管道,应为跨接管增设截断阀;对于压力不相等的输气管道,应为跨接管增设减压和安全装置;跨接管应设在线路截断阀室附近(阀前或阀后),跨接间距宜设在40~60 km之间;跨接管内径与其连接的输气管道中最小内径之比不应小于0.7^[10-14]。

对于并行敷设的管道,美国尚无明确的要求标准。但根据对于美国实际管道工程的调研与考察,美国某些并行管道也设有一定数量的跨接以确保管道的安全运行。威廉姆斯输气公司每座阀室均设有跨接,有利于管道的跨接、运行维护、通信自控,同时也可以节省连接管路。相同输气压力管道之间跨接用普通阀门,不同输气压力管道之间跨接设有压力控制阀门^[15]。佛罗里达输气公司认为阀室跨接建设成本太高,一般仅在大型穿跨越、特殊地质灾害段设置跨接,其他地区的跨接设置通过系统失效分析及经济分析后确定。跨接管管径一般为主管径的1/2^[16]。

中国的西气东输管道系统、涩宁兰输气管道系统及陕京输气管道系统等均为并行敷设^[17]。其中,陕京二线与陕京三线之间设有4座跨接阀室,西气东输三线也预留了与未来新建管道的跨接阀。

当设置阀室跨接时,应遵循以下原则:①一般情况下,在地质灾害高发区、大型穿跨越地区及维抢修难度较大地段应设置跨接管;②分析不同阀室设置方案下的水力系统失效情况,确定管道失效后的输气能力;③为了减少征地且便于管理,优选双管跨接的阀室跨接模式;④为确定合适的阀室跨接设置方案,需采取风险定量评价方法,对管道事故工况所造成的损失进行评价,并结合经济分析结果选择方案^[18-21]。

2 并行管道跨接案例

霍尔果斯中亚来气 $600 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,西气东输二管线管径1 219 mm,最大允许操作压力12 MPa,西气东输三线与西气东输二线的管径、压力、长度等输气参数完全相同。拟定新建并行管道(暂命名为西气东输四线)管径1 422 mm,年输量 $350 \times 10^8 \text{ m}^3$,最大允许操作压力12 MPa。未来的西气东输四线可能在吐鲁番-中卫段与西气东输二线、三线并行敷设,压气站与西气东输二线、三线压气站全部合建,水力系统合并(图1,其中Y1~Y9为压气站)。

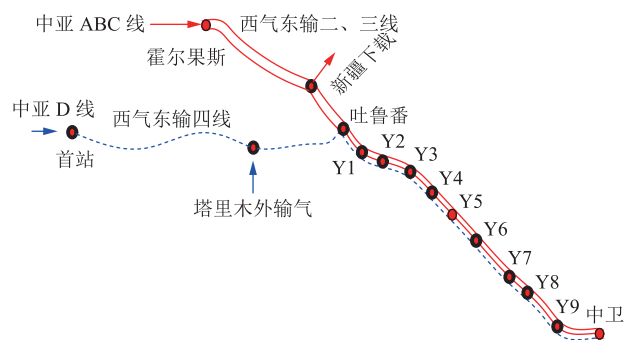


图1 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统概况图

在西气东输二线、三线与西气东输四线压气站间的阀室隔段进行跨接,有利于提高并行管道运行的可靠性。将西气东输二线、三线、四线分别看作一个独立的水力系统,参考相关规范及国外并行管道的跨接设计,对其并行管道不同跨接方案进行水力计算,分析不同跨接情况下管道发生断管事故的影响。

2.1 不同跨接模式的管输量

并行管道常用的跨接模式有单管跨接(阀前或阀

后)和双管跨接。Y1压气站与Y2压气站间距约为188 km,共设5座阀室。假定在每座阀室阀前(或阀后)设置单管跨接(图2)。若西气东输四线Y1至Y2段1#阀室前管道事故中断,则上游来气可经跨接阀V2向西气东输四线输气,经由2#阀、3#阀、4#阀、5#阀越过事故管向下游输气。设置跨接后,西气东输四线管道事故段长度最多为62 km,事故状态下管道系统的总输气量约下降5.83%。对每座、每2座或每3座阀室设置1处单跨接管进行分析,得到断管事故失效后管道系统的输送能力(表1)。

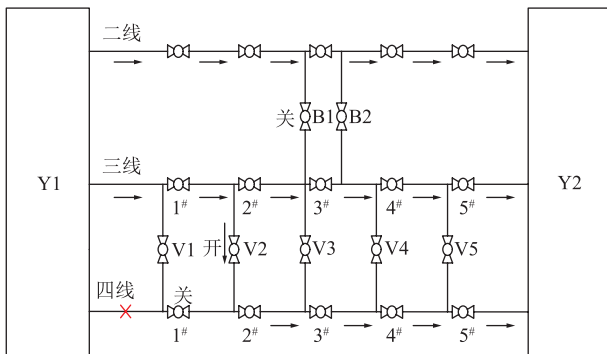


图2 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统 Y1-Y2 段单管跨接设置示意图

表1 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统采用单跨接管方案失效后管道输送能力

跨接距离	失效管段最大长度/km	失效后系统总输量/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	失效后与失效前输量比值
约30 km (每座阀室跨接)	60	879.007	0.941 7
约60 km (每2座阀室设一跨接)	60	879.007	0.941 7
约90 km (每3座阀室设一跨接)	90	833.695	0.893 1
约180 km (站场跨接)	站间距	730.496	0.782 6

若在每座阀室前后设置双管跨接(图3),西气东输四线Y1至Y2段1#阀室前管道事故中断,则上游

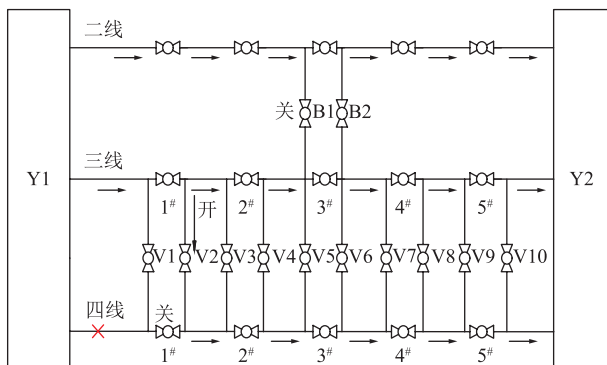


图3 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统 Y1-Y2 段双管跨接设置示意图

来气可经V2跨接管段输向西气东输四线,经由2#阀、3#阀、4#阀、5#阀越过事故管向下游输气。设置跨接后,西气东输二线管道事故段长度最多为31 km,事故状态下管道系统的失效管输量降幅较单管跨接方案大大减少,管道系统的总输气量约下降0.36%。对每座、每2座或每3座阀室设置1处双跨接管进行分析,得到断管事故失效后管道系统的输送能力(表2)。

表2 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统采用双跨接管方案失效后管道输送能力

跨接距离	失效管段最大长度/km	失效后系统总输量/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	失效后与失效前输量比值
约30 km (每座阀室跨接)	30	930.109	0.996 4
约60 km (每2座阀室设一跨接)	60	879.007	0.941 7
约90 km (每3座阀室设一跨接)	90	833.695	0.893 1
约180 km (站场跨接)	站间距	730.496	0.782 6

根据上述分析,对并行管道进行跨接,当单条管道发生事故时,能够有效缩短事故管道的失效长度,降低管道事故的负面影响,提高系统的供气可靠性。此外,当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,如果仅在站场间中间阀室设置跨接(图4),则2#阀后发生断管事故,所设的单管跨接并不能有效缩短失效管段长度(失效管段长度依然为站间距),而双管跨接则可避免这一问题。因此,双管跨接对于管道系统供气的可靠性明显高于单管跨接。

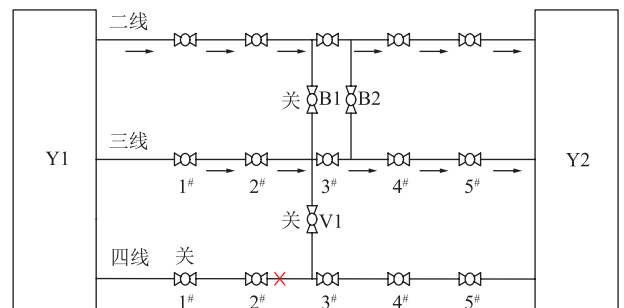


图4 西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统 Y1-Y2 段中间阀室单管跨接设置示意图

2.2 跨接间距方案比选

对以下4种阀室跨接设置方案进行比选:方案A,仅站场跨接(跨接间距为站间距);方案B,中间阀室设置双管跨接(3#阀室跨接,跨接间距约90 km);方案C,每隔1座阀室设置1处双管跨接(2#、4#阀室跨接,跨接间距约60 km);方案D,所有阀室均设置双管跨接(跨

接间距约 30 km)。西气东输二线、三线、四线联合运行,总输气量为 $950 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,当西气东输三线发生断

管事故时,关断事故管段上下游阀室,对于不同的跨接方案的管道系统事故输量降幅(表 3、图 5)进行对比。

表 3 西气东输三线管道发生事故时各跨接方案事故输量降幅

方案	管输能力/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$									平均输量/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	输量降幅/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	失效后与失效前平均输量比值
	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y4	Y4-Y5	Y5-Y6	Y6-Y7	Y7-Y8	Y8-Y9	Y9-中卫			
A	836.408	842.980	857.171	822.767	831.316	827.179	863.933	820.212	851.449	839.268	94.198	0.899 1
B	892.857	896.676	904.992	877.889	885.206	885.023	923.573	890.303	933.466	898.887	34.579	0.963 0
C	918.909	920.693	924.481	902.936	909.044	911.737	933.466	923.763	933.466	919.833	13.633	0.985 4
D	933.466	933.466	933.466	932.781	933.466	933.466	933.466	933.466	933.466	933.390	0.076	0.999 9

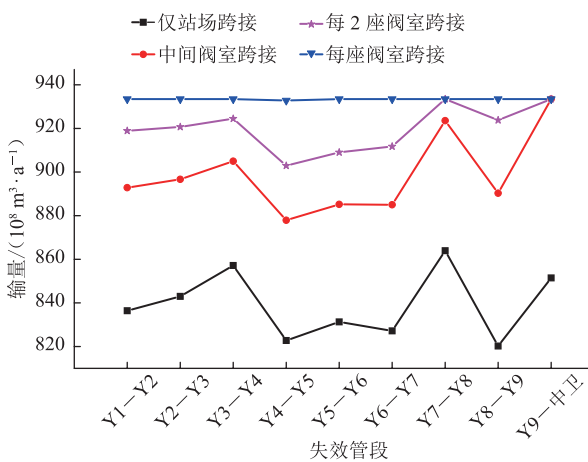


图 5 不同跨接方式下西气东输三线不同站间管道事故管道的输气量曲线

管事故时,关断事故管段上下游阀室,对于不同的跨接方案的管道系统事故输量降幅(表 4、图 6)进行对比。

根据图 5、图 6,不同的站间管道出现事故,在相同的跨接方式下,管道输量也有所不同。其原因为:①各压气站的可用功率不同;②各站间的管道阀室间距不一致。因此,即使采用相同的跨接方式,事故管道的失效长度也有所不同,从而导致输气量不同。

在跨接方案 B 下,西气东输三线出现断管事故时的输量降幅小于西气东输四线出现断管事故时的输量降幅(图 7)。这是由于西气东输三线、四线管径分别为

表 4 西气东输四线(西段)管道发生事故时各跨接方案事故输量降幅

方案	管输能力/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$									平均输量/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	输量降幅/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	失效后与失效前平均输量比值
	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y4	Y4-Y5	Y5-Y6	Y6-Y7	Y7-Y8	Y8-Y9	Y9-中卫			
A	730.50	736.59	764.19	715.05	726.22	716.55	756.62	696.63	688.10	725.61	224.39	0.777 3
B	833.69	835.54	855.91	813.88	824.37	817.07	863.09	808.01	836.09	831.96	118.04	0.891 3
C	879.01	878.22	891.14	857.35	865.90	863.46	905.60	862.21	913.66	879.62	70.38	0.942 3
D	930.11	929.24	929.51	908.75	915.27	918.34	933.47	931.47	933.47	925.51	24.49	0.991 5

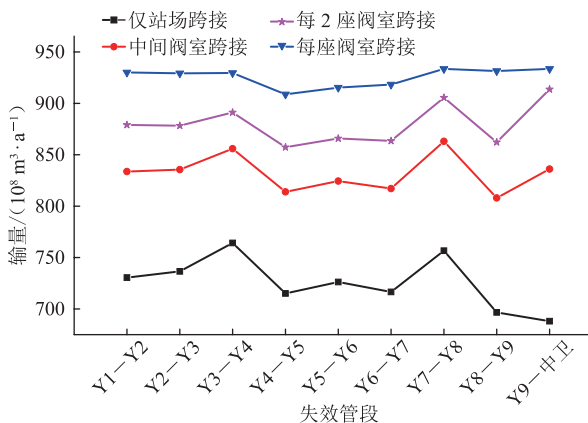


图 6 各跨接方式下西气东输四线(西段)不同站间管段事故管道的输气量曲线

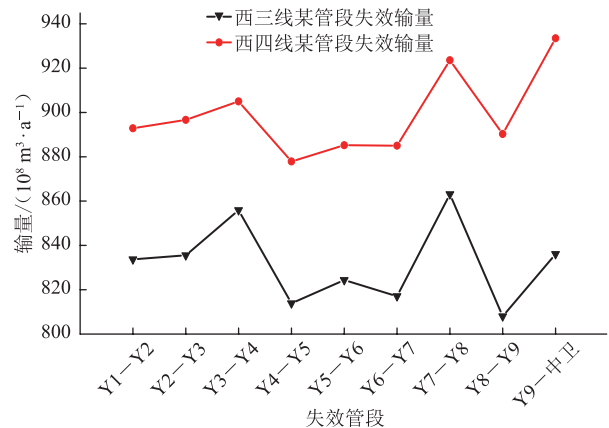


图 7 跨接方案 B 下西气东输三线、四线(西段)管道事故管段的输气量曲线

1 219 mm、1 422 mm,西气东输四线的输气能力高于西气东输三线,在一定的事故管段长度下,输气等效管径越大,发生事故时输量降幅越小。

管道断管事故频率可以参考欧洲输气管道事件数据组织 EGIG 的统计数据^[22-23],管径 1 000 mm 以上、壁厚 15 mm 以上且未发生过第三方破坏、腐蚀导致失效的管道,由焊接缺陷或管材缺陷引起的事故频率约为 0.27×10^{-4} 次/(1 000 km·a),土壤运动引起的事故频率约为 0.1×10^{-4} 次/(1 000 km·a),管径 1 000 mm 以上管道发生事故的频率累计为 0.37×10^{-4} 次/(1 000 km·a)。西气东输二线、三线、四线并行管道总长 4 752 km,计算事故频率为 0.176 次/a,管道发生断管事故后的维抢修时间为 72 h,结合系统事故输量降幅和管道年事故频率,得到不同方案下的系统年均输量降幅,并对比各阀室跨接方案减少的系统年均输量降幅(表 5)。由于西气东输二线与三线之间已设有跨接,因此只考虑西气东输三线与四线的跨接阀室建设。事故后的系统输量降幅随跨接数量增多而减小,设置更多的跨接可以减少停输管段的长度,能够在一定程度上减少系统输量降幅,但是管道泄漏点(如焊点)也会随跨接的增设而增加,从而增加管道的事故频率。因此,跨接阀室并非越多越好。

表 5 各跨接方案西气东输二线、三线、四线(西段)管网系统事故输量降幅对比结果

方案	跨接数量	管道事故频率/(次·a ⁻¹)	事故后系统输量降幅/(10 ⁸ m ³ ·a ⁻¹)	系统年均输量降幅/(10 ⁴ m ³)	设置阀室跨接后减少的年均输量降幅/(10 ⁴ m ³)
A	0	0.176	137.595	2 076	—
B	9	0.176	62.399	941	1 134
C	18	0.176	32.549	491	1 585
D	41	0.176	8.214	124	1 952

根据英国 HSE 碳氢化合物泄漏数据库所统计的数据^[24],DN300 以上紧急切断阀门泄漏频率约为 2.60×10^{-4} 次/a。根据管道系统事故输量降幅和增设跨接阀的事故频率,分别计算不同跨接方案每年增加的事故输量降幅(表 6)。跨接阀室增加导致年事故频率增加,每年由跨接引起的输量降幅也会增加,每增加一个跨接阀,事故频率增加约 0.001。其中,方案 D 跨接阀 41 个,年增加事故频率为 0.043,每年增加的系统输量降幅高达 209.3×10^4 m³。

对发生管道事故时的系统输量降幅与增加投资进

表 6 西气东输三线、四线(西段)设置跨接增加的事故输量降幅对比结果

方案	跨接数量	跨接引起的事故频率/(次·a ⁻¹)	设置跨接增加的事故输量降幅/(10 ⁴ m ³)
A	0	0.000	0.0
B	9	0.009	125.8
C	18	0.019	187.4
D	41	0.043	209.3

行统计,并对 4 种方案进行经济性分析(表 7)。可见,建设一座跨接阀室所需 X80 管材约 18 t, DN700 电动球阀 2 个, D1219*700 三通 4 个。

表 7 西气东输三线、四线(西段)每座跨接阀室的材料设备购置费用

管材及设备	数量	单价	总购置费/(10 ⁴ 元)
管材	18 t	0.75 × 10 ⁴ 元/t	173.5
DN700 电动球阀	2 个	45 × 10 ⁴ 元/个	
D1 219*700 三通	2 个	15 × 10 ⁴ 元/个	
D1 422*700 三通	2 个	20 × 10 ⁴ 元/个	

此外,考虑到运费、税费、安装费、企业管理运营等费用,建设一座跨接阀室所需投资约 200×10^4 元。结合减少的系统输量降幅与增加的投资费用,对各阀室跨接方案进行经济对比(表 8)。增设跨接阀室可有效减少系统降量,但投资也相应增加。对比可知,方案 D 跨接数量 41 个,虽然系统输量降幅在所有方案中最小,但同时增加了年事故频率,投资也相应最大,减少的年均输量降幅与增加投资之比仅为 0.213;方案 C 减少的年均输量降幅与增加投资之比为 0.388,约为方案 D 的 1.8 倍,性价比优于方案 D,且减少的年均输量降幅比方案 B 大 388×10^4 m³,在投资允许的条件下,按照综合性考虑可选择在两站间每隔 1 座阀室设置 1 处双管跨接的设置方案;方案 B 在所有方案中性价比最高,每年可减少的均输量降幅为 $1 009 \times 10^4$ m³,建设所

表 8 西气东输三线、四线(西段)各跨接方案经济对比结果

方案	设置阀室跨接的年均输量降幅/(10 ⁴ m ³)	增加投资/(10 ⁴ 元)	减少的年均输量降幅与增加投资之比/(m ³ ·元 ⁻¹)
A	0	0	—
B	1 009	1 800	0.560
C	1 397	3 600	0.388
D	1 743	8 200	0.213

需投资为 $1\,800 \times 10^4$ 元,减少的年均输量降幅与增加投资之比为 0.560,约为方案 D 的 2.6 倍,若以性价比最高为原则,建议在西气东输三线与四线各压气站间的中间阀室设置双管跨接。

3 结论与建议

当并行管道中的一条管道发生事故时,采用跨接模式能够有效缩短事故管道的长度、降低并行管道系统的输量降幅,且双管跨接明显优于单管跨接。在长距离并行输气管道系统内,一定的失效管段长度下,大管径管道失效时相比小管径输量降幅更多,对系统的影响更大。

西气东输二线、三线管道已投产运行,增设西气东输二线、三线间的跨接阀室投资高,对正常输气影响大,建议维持现有跨接设计方案,通过后续建设西气东输三线与四线间的跨接,能够有效提高管道系统的运行可靠性。

并行管道增设跨接会提高系统的供气可靠性,但也相应增加了管理点和泄漏点,通过跨接阀室方案比选,推荐两站间中间阀室设置双管跨接的方案。对于特殊地质地段(大型穿跨越、复杂山区及特殊地质灾害段)的阀室,可借鉴国外有关规范及工程经验相应增设跨接。

参考文献:

- [1] 李明菲,周利剑,郑洪龙,等.我国天然气管网系统可靠性评价技术现状[J].油气储运,2015,34(5):464-468.
LI M F, ZHOU L J, ZHENG H L, et al. Current reliability assessment techniques for natural gas pipeline networks in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(5): 464-468.
- [2] 苏怀,张劲军,杨楠,等.大型天然气管网可靠性评价方法研究进展[J].油气储运,2016,35(1):7-15.
SU H, ZHANG J J, YANG N, et al. Research on reliability assessment methods for large gas pipeline network[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(1): 7-15.
- [3] 么惠全,毛建,吴志平,等.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.
YAO H Q, MAO J, WU Z P, et al. Integrity management practices in the West-to-East Natural Gas Pipelines and their competence appraisal[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 124-130.
- [4] 苏欣,郭艳林,陈凤,等.涩宁兰管输系统方案优选[J].天然气与石油,2010,28(4):18-21.
SU X, GUO Y L, CHEN F, et al. Optimization of Se-Ning-Lan gas pipeline system[J]. Natural Gas and Oil, 2010, 28(4): 18-21.
- [5] 王利金,刘建武.川气东送管道工程设计优化[J].油气储运,2010,29(10):793-795.
WANG L J, LIU J W. Design optimization about Sichuan-East Gas Pipeline project[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29(10): 793-795.
- [6] 王震,薛庆.充分发挥天然气在我国现代能源体系构建中的主力作用——对《天然气发展“十三·五”规划》的解读[J].天然气工业,2017,37(3):1-8.
WANG Z, XUE Q. To fully exert the important role of natural gas in building a modern energy security system in China: An understanding of China's National 13th Five-Year Plan for natural gas development[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 1-8.
- [7] 周英,陈凤,孙在蓉.陕京输气系统整合优化[J].油气储运,2011,29(1):5-8,21.
ZHOU Y, CHEN F, SUN Z R. Integration and optimization of Shaanxi-Beijing gas transmission system[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2011, 29(1): 5-8, 21.
- [8] 田瑛,焦中良,杜艳.国外天然气管道建设现状、发展趋势及启示[J].石油规划设计,2015,26(6):5-10.
TIAN Y, JIAO Z L, DU Y. Current situation, development trend and enlightenment of natural gas pipeline construction abroad[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2015, 26(6): 5-10.
- [9] 陆津津,姜希彤,茹瑞英,等.基于 TGNET 的天然气管道数值模拟分析[J].管道技术与设备,2018(1):55-58.
LU J J, JIANG X T, RU R Y, et al. Numerical simulation analysis of natural gas parallel pipeline based on TGNET[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2018(1): 55-58.
- [10] 刘雯,邹晓波.国外天然气管道输送技术发展现状[J].石油工程建设,2005,31(3):20-23.
LIU W, ZOU X B. Current status of transportation technology of natural gas pipelines in foreign countries[J]. Petroleum Engineering Construction, 2005, 31(3): 20-23.
- [11] 刘向峰,安宇,董绍华,等.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):62-67.

- LIU X F, AN Y, DONG S H, et al. Safe parallel distance analysis of buried gas pipeline[J]. Journal of Liaoning Technical University (Natural Science), 2017, 36(4): 62-67.
- [12] 胡冬,蒲明,于达,等.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.
- HU D, PU M, YU D, et al. Research on parallel spanning scheme of natural gas pipeline trunk line[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2013, 24(6): 34-37.
- [13] 马轩,刘佳明,任梓健.天然气并行管道系统跨接方案探讨及优化[J].油气田地面工程,2016,35(3):50-52.
- MA X, LIU J M, REN Z J. Jumper connection schemes discussion and optimization of natural gas parallel pipeline system[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2016, 35(3): 50-52.
- [14] 朱渊,师吉浩,陈国明,等.长输天然气埋地并行管道泄漏爆炸的安全间距[J].油气储运,2016,35(6):591-595.
- ZHU Y, SHI J H, CHEN G M, et al. Safety distance for leakage-induced explosion of long-distance parallel buried gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(6): 591-595.
- [15] 杨小龙.天然气长输管道并行跨接方案比选[J].油气储运,2016,35(5):547-550.
- YANG X L. Comparison of the crossover schemes for the parallel long-distance natural gas pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(5): 547-550.
- [16] 张监,王勋,李哲,等.国内外输气管廊带的建设与运行[J].油气储运,2015,34(9):919-923.
- ZHANG J, WANG X, LI Z, et al. Construction and operation of gas pipeline corridor worldwide[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(9): 919-923.
- [17] 张平,李可夫,邵勇,等.油气管道并行敷设风险分析[J].油气储运,2013,32(9):1027-1033.
- ZHANG P, LI K F, SHAO Y, et al. Risk analysis for installation of parallel oil & gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(9): 1027-1033.
- [18] 刘承根.宝鸡-汉中天然气管道工程安全预评价研究[D].西安:西安石油大学,2011:43-48.
- LIU C G. Baoji-Hanzhong natural gas pipeline project pre-evaluation of security[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2011: 43-48.
- [19] 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.
- [20] 章申远.天然气长输管道工程设计[M].北京:石油大学出版社,1995:16-37.
- ZHANG S Y. Design of natural gas pipeline[M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 1995: 16-37.
- [21] 林铭玉,李又绿,姚安林,等.输气管道环境及地质灾害风险评估模型[J].油气田地面工程,2011,30(1):27-29.
- LIN M Y, LI Y L, YAO A L, et al. Risk assessment model of environmental and geological hazards to gas transmitting pipeline[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2011, 30(1): 27-29.
- [22] 吴策宇,耿晓梅,赵焕省.欧洲天然气管道发展特点及事故原因[J].油气储运,2014,33(2):148-152.
- WUC Y, GENG X M, ZHAO H X. Development characteristics and accident causes of European natural gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(2): 148-152.
- [23] 齐先志,杨静,王晓霖,等.国外管道失效数据库简介及参考[J].当代化工,2016,45(4):853-859.
- QI X Z, YANG J, WANG X L, et al. Introduction of foreign pipeline failure databases and guidelines for us[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(4): 853-859.
- [24] 奚占东,朱红卫,郑贤斌,等.油气储运设施HSE风险管控模式初探[J].石油规划设计,2014,25(2):24-27.
- XI Z D, ZHU H W, ZHENG X B, et al. A preliminary study on HSE risk control model of oil & gas storage and transportation facility[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2014, 25(2): 24-27.
- (收稿日期:2018-09-02; 修回日期:2018-12-09; 编辑:刘朝阳)

项目基金:“十三·五”国家科技重大专项资助项目“多气合采全开发周期集输及处理工艺”,2016ZX05066005001。

作者简介: 闵俊豪,男,1994年生,2012年毕业于辽宁石油化学大学油气储运工程专业,现主要从事天然气长距离管道输送技术研究。地址:辽宁省抚顺市望花区丹东路西段1号,113006。电话:13041166463。Email:898789078@qq.com