

提高天然气长输管道输送效率的方法

陈敏捷 (山东莱克工程设计有限公司, 山东 东营 257000)

摘要: 与煤、石油等能源相比较而言, 天然气作为清洁能源, 不会向大气中排放污染物, 对环境的污染较小, 在生产生活中的应用逐渐广泛。本文以天然气长输管道输送效率作为切入点, 分析成天然气长输管道工程在投运使用期间面临的问题, 分析管道输送效率的主要影响因素, 立足问题成因, 从多个方面阐述天然气长输管道输送效率的提升策略。旨在探索天然气长输管道工程建设与运行管理模式创新优化路径, 取得理想工程效益。

关键词: 天然气; 长输管道; 输送效率; 提高方法

0 引言

近年来, 为缓解能源供需矛盾, 我国建设包括西气东输工程在内的大量天然气长输管道工程, 这对促进社会经济发展、提高工业产量、改善能源结构有重要的现实意义。与此同时, 在天然气长输管道投运使用期间, 受多方面因素影响, 实际输送效率并未达到预期要求。因此, 要影响输送效率的关键因素, 针对这些现象, 采取多项有效措施, 全面提高天然气长输管道的输送效率。

1 天然气长输管道输送效率的影响因素

1.1 管径值

管道管径值和天然气流量保持正比关系, 管径值越大, 则天然气流量和最大输气量越大。在工程建设情况相同情况下, 管道管径值增大 1 倍, 则最大输气量可以提升为最初值的 6.1 倍, 增幅效益显著。目前来看, 世界各国的天然气长输管道体系都呈现出大口径管道发展趋势, 我国当前最大的天气输气管道管径值为 1420mm, 大型输气工程普遍采取大口径管径值, 如西气东输一线工程的主要管径值为 1016mm, 西气东输二线工程主要管径值为 1219mm, 西气东输三线工程的主要管径值为 1219mm 和 1016mm。然而, 在部分已建成长输管道工程中, 出于造价成本把控、管道维护等因素着想, 最终采取的管径值较小, 限制了输气量、输送效率的提升。此外, 受到技术限制, 并不具备无限制增加管道管径值的条件。从流体动力学角度来看, 如果管径值超出合理范围, 会明显增加天然气流速, 使得管道内部形成天然气湍流区, 加快管道老化速度, 最终造成管壁提前损坏、管内沉淀物堵塞的后果。

1.2 管道高程差

考虑到天然气长输管道的总体距离较长, 沿途各

区段的地形条件、海拔高度存在明显差异, 致使输送效率受到管道高程差的影响, 高程差越大, 则实际输送效率越低。

以我国西气东输工程为例, 管道起点位于塔里木盆地地区, 终点位于上海市, 长输管道横跨二、三级阶梯地形。同时, 为适应沿途复杂地形, 需要布置若干数量的弯头, 管道实际敷设距离大于起点、终点的最短物理距离, 由此产生额外的局部阻力损失, 进一步削弱了长输管道的输气能力。

1.3 管道内壁粗糙度

天然气在管道内部输送过程, 由于气体流动时与管壁相互接触, 因改变气体运动线路而产生一定的摩阻损失, 降低管道输送效率。摩阻损失量和管道内壁粗糙度保持正比关系, 内壁粗糙度越大, 会更加明显的改变气体运动线路, 产生更高的摩阻损失。与此同时, 在早期已建成天然气长输管道工程中, 虽然关注到内壁粗糙度问题, 采取内壁涂层技术, 在管道内壁表面施作一层光滑平整、具备抗腐蚀能力的防腐涂层, 把摩阻损失控制在合理范围内。然而, 内壁防腐涂层存在不易更换的局限性, 在长输管道投运使用一段年限后, 内壁涂层逐渐出现老化、失效、剥落现象, 导致摩阻损失逐年加大, 管道老化速度加快。

1.4 输送温度

相比于原油等介质, 天然气有着升温/降温速度快的特征, 在天然气管道输送期间, 管道内部介质温度受到外部环境温度的明显影响, 输送一段距离后和外部地温基本保持一致, 输送温度有所提高或是降低。在地表温度较高时, 造成天然气粘度增加、管道负荷增大、沿程摩阻增加、输送效率下降的后果。而在地表温度较低时, 则有可能出现冰堵现象, 管道内残留水分在温度、压力作用下持续析出液态水, 液态水在

低温条件下冻结成冰,在管道或是沿途站场内出现冰堵。

1.5 自由水

在天然气长输管道敷设完毕后,为验证管道承压能力与检查是否存在渗漏问题,需要开展水力试压试验,使用水体作为试压介质,在试验结束后运用通球扫线方式来清除内部水体。根据实际施工情况来看,通球扫线与其他技术手段很难完全清除管道内部积水,会残留少量自由水,在自由水影响下限制管道输送效率的提高,严重时还会造成降低供气品质、加快管道内壁腐蚀速度的严重后果。同时,在天然气开采期间,自身也会含有少量水分,如果没有完全去除天然气中的残留水分,而是把未经处理、处理效果不达标的天然气直接送入长输管道内,同样会引发自由水问题出现。

2 天然气长输管道输送效率的提高方法

2.1 建设大管径天然气长输管道工程

首先,在工程规划设计阶段,设计人员优先采取1220mm直径的大口径长输管道,把运行压力保持在8~10MPa区间内,此类管道的运行输气单耗值仅为传统914mm管径、6.6MPa运行压力长输管道的76%,输送效率提升幅度较大。如果长输管道的总体输送距离超过5000km,还可以把天然气长输管道在全寿命周期内的总体使用成本压制在较低程度,能源企业不会因提升管道输送效率而支付额外的高昂成本。而对于已建成的天然气长输管道工程,则对长输管道的剩余使用寿命、管道老化程度、工程建设规模、实际输送效率等多项因素进行综合分析,判断是否具备改扩建价值,拆除原有管道,在原位敷设大管径全新输送管道。

其次,为减轻长输管道在投运使用期间的破损程度,做到对输送效率、输送安全的完美兼顾,需要做好管道选材设计工作。既可以使用高规格的无缝钢管,选用镇静钢材质,要求管壁屈强比在0.85以内、含碳量在0.25%以内、含硫量和含磷量小于0.045%,根据设计压力、外直径等参数来确定最佳壁厚值。同时,也可选用新型管材,如在高钢级管道表面额外敷设一层由玻璃钢、合成树脂材料制成的保护层,起到增加管道强度的作用。

2.2 优化管道路径

为减小高程差对输送效率造成的影响,在工程规划设计阶段,规划人员需要遵循因地制宜原则,前往

工程现场进行实地考察,在严格把控管道总体敷设距离的前提下,尽可能在地形高差变化幅度较小的区域内修建长输管道,制定多套初步设计方案,各套方案中的管道路线存在一定差异。随后,运用到BIM等技术手段,在初步设计方案基础上构建三维模型、开展仿真模拟试验和水力计算工作,直观了解设计效果,对比长输管道在假定工况条件下的输送效率是否达到工程建设要求,从中选择输送效率与可行性最高的设计方案。此外,在长输管道路径规划期间,还应注重避开沿途的岩溶、软基、边坡破碎区等不良地段,或是在方案中采取不良地质问题的技术处理措施。避免长输管道在投运使用期间受到地基沉降等问题影响而造成管道破损、天然气泄露,这同样会影响到管道输送效率。

2.3 降低管道内壁粗糙程度

为有效降低内壁粗糙度和摩阻损失,在天然气长输管道建设期间,需要做好管道防腐处理作业,搭配采取外表面防腐、内壁涂覆、阴极保护等多项技术。

第一,外表面防腐是在管道外壁上施作沥青类防腐层、熔结环氧粉末覆盖层或是聚烯烃类防腐层,后续可以在不影响管道运行的情况下更换、修补外表防腐层。

第二,内壁涂覆是在管道内壁表面上施作防腐保护层,提前打磨内壁表面毛刺和附着物,把内涂层厚度控制在400 μ m左右。根据同类项目案例来看,对内涂层的设置,可以把大管径长输管道的输送效率提升5%~10%、小管径长输管道输送效率提升25%左右。

第三,阴极保护是在管道周边设置金属电极,在通电状态下利用化学反应来延缓管道腐蚀速度,避免管壁表面破损、降低粗糙程度。此外,也可选用PCCP管、RPMP管等天然具备良好抗腐蚀性能、表面粗糙度较低的新型管材作为长输管道。其中,PCCP管为预应力钢筒混凝土管,在带钢筒的高强混凝土管芯上缠绕环向预应力钢丝、喷制水泥砂浆保护层而制成,有着十分优异的抗压与耐腐蚀性能。RPMP管为玻璃钢夹砂管道,以树脂为基体,使用到玻璃纤维、石英砂等材料,有着轻质高强、耐腐蚀性能强的优势。

2.4 运行温度控制

首先,为控制长输管道温度,采取顺温度梯度控制、逆温度梯度控制两种方法。第一,顺温度梯度控制是在管道内部或是外部空间内安装温度调节装置,如反熵热清零器、液体加热器、液冷机等,在装置运

行期间迅速把管壁及天然气介质的温度加热、降温至标准值。第二,逆温度梯度控制是从外部获取低温元素或是高温元素,再利用温度元素来调节天然气介质温度。正常情况下,需要把长输管道工作温度控制在 -5°C ~ 20°C 区间内。

其次,为预防冰堵现象出现,搭配采取提高输送温度、输气站电伴热、降压放空等多项防治措施。提高输送温度是使用电加热器或是水套炉来提高管道温度。输气站电伴热是在站内分离器、调节阀、气液联动阀引流管等部位以缠绕方式来布置电伴热带,电伴热带通电后持续向外释放热量。降压放空是在输气管道发出冰堵预警信号后,临时关闭堵塞管段上下游的阀室,在截断部位开展放空操作,再对管道内部进行高温蒸汽吹扫,直至压差低于 1MPa 后,再开启阀室、恢复管段正常输送状态。例如,在2010年5月,西气东输二线工程张掖——永昌段 $56-59^{\#}$ 阀室出现冰堵事故,后续采取截断冰堵管段两端阀室、降压放空、开挖堵塞管段等多项措施,有效解决了清管冰堵问题。而在中亚天然气管道工程,陕京线、忠武线以及冀宁线多次出现冰堵事故,事故成因为天然气露点过高,霍尔果斯首站天然气水露点在 4°C ~ 11°C ,远超过协议规定的 -7°C ~ 5.9°C ,后续采取注醇法和在重点站场布置电伴热带设备,大幅降低了冰堵问题的出现率。

2.5 管道干燥处理

为彻底消除自由水对长输管道输送效率造成的影响,并延长管道实际使用寿命。能源企业需要应用到管道干燥技术,在管道水力试压结束、投运使用期间,定期开展管道干燥技术,去除管道内部残留的自由水,检测干燥程度是否达标,确定无误后再继续开展天然气输送作业。在现代天然气长输管道工程中,主要采取干燥剂法、流动气体蒸发法、真空干燥法三项技术,具体如下。

2.5.1 干燥剂法

选用甘醇、乙二醇或是甲醇作为干燥剂,在水中投加适量干燥剂并搅拌一段时间,待干燥剂完全溶于水后获取溶液,向长输管道内部投加溶液,溶液与管内自由水接触后形成水合物。根据应用情况来看,干燥剂法存在成本高昂、持续干燥时间短、干燥剂毒性强的局限性,当前仅在少数海底天然气长输管道工程中仍旧采取此项技术。

2.5.2 流动气体蒸发法

向长输管道内部注入具备流动特性的干燥气体,

干燥气体流动期间充分接触内壁、低洼部位的残留积水,进行一系列化学反应后使水分蒸发,此项技术有着成本低廉、干燥效果显著的优势,在大口径长输管道工程中得到广泛应用。同时,此项技术具体分为干空气干燥、氮气干燥、天然气干燥三种方法。其中,干空气干燥是在管道内部低压注入干燥空气,待残留水分吸附完毕后再把空气吹出管道,适用于处理变径管道、管内清洁器无法到达的复杂部位。氮气干燥是选用氮气作为干燥气体,做法和干空气干燥法较为相似,但氮气成本较高,多用于干燥处理短距离或是小口径管道。天然气干燥是在管内注入低露点天然气,待水分吸附完毕后向外排出,有着干燥时间长、中途形成水合物的特点,适用于陆上修建的天然气长输管道工程。

2.5.3 真空干燥法

在长输管道结构体系中加装真空泵装置,如果检测到管道内部残留水体,启动真空泵来营造管道负压环境,通过真空压力使水分蒸腾汽化。此项技术有着成本低廉、干燥效果显著的优势,是大口径长输管道最为常用的干燥技术。

3 结语

综上所述,输送效率是衡量天然气长输管道工程运行质量的重要指标,也是工程综合效益的决定性因素。因此,应提高对天然气长输管道输送效率问题的重视,全面了解管径值、管道高差等各项因素对管道输送效率造成的具体影响,针对性落实建设大管径长输管道工程、优化管道路径、降低管道内壁粗糙程度、运行温度控制、管道干燥处理等方法,提高天然气长输管道的输送效率,推动我国能源事业迈入全新发展阶段。

参考文献:

- [1] 陈力波. 探析提高天然气长输管道输送效率的方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(21): 12-14.
- [2] 刘金. 天然气长输管道输差的分析与控制措施[J]. 上海煤气, 2022, No.355(03): 10-13.
- [3] 曹春德, 王家山, 曹博胜. 天然气长输管道建设情况及输气技术研究[J]. 南方农机, 2019, 50(19): 255+259.
- [4] 孙立升. 天然气长输管道运行中的风险及控制[J]. 化工管理, 2019, No.516(09): 71-72.
- [5] 何林君. 提高天然气管道输送效率方法的探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(16): 27-28.