

天然气输送管道的腐蚀及对策研究

张渝江 李 强 林 波 李 由 (中国石油西南油气田川东北作业分公司, 重庆 404519)

摘 要: 本文依照文献对比法和理论分析法首先就天然气输送管道的腐蚀类型进行了分析, 其次提出了天然气输送管道的腐蚀处理防治措施其中包括内腐蚀处理防治、外腐蚀处理防治等, 最后按照实际案例重点明确了管道腐蚀处理防治措施, 以供参考。

关键词: 天然气输送管道; 腐蚀; 措施

天然气自身性能良好, 已被广泛用于城市能源输送之中, 而对于天然气输送管道来说, 若输送时存在酸性杂质, 或受到大气或土壤的影响, 天然气输送管道则会出现腐蚀问题, 严重时还会出现金属腐蚀穿孔等现象, 最终出现事故问题。对此针对天然气输送管道腐蚀进行分析并明确所采用的管道腐蚀防治处理技术较为关键, 具有一定的现实意义。

1 天然气输送管道的腐蚀类型

1.1 内腐蚀

天然气输送管道所出现的内腐蚀问题主要是因天然气在输送过程中会残留一些水分、酸性等气体, 这些因素会产生原电池的化学反应或出现破坏性金属晶格反应。这两种反应均会使管道壁变得疏松、剥落, 甚至出现穿洞, 无法继续承压, 无法满足天然气气体的有效输送。

1.2 外腐蚀

1.2.1 土壤腐蚀

因为土壤的多相性和不均匀性, 而且还有许多的微孔可以渗透水及气体, 所以不同的土壤对环境的腐蚀性也存在了明显的差异问题, 且在土壤中, 氧气传输是与土壤构造、含水量有关的速率, 经土壤孔隙传输, 氧气的渗透性在不同的土壤中差异很大; 除去所产生的多相组织不均性有关的腐蚀微电池外, 还会因土壤自身的介质出现宏观差别而产生的腐蚀电池现象。

1.2.2 大气腐蚀

1.2.2.1 类型

1.2.2.1.1 耐大气腐蚀

由于大气中几乎没有水分, 所以在常温下, 一般的金属都会形成一层看不见的氧化物, 而钢的表面则会呈现出一种光亮的状态。

1.2.2.1.2 湿气腐蚀

该腐蚀问题是指, 在一层不可见的膜下所出现的腐蚀问题。在大气环境中, 钢铁材料的腐蚀本质上是

一种在水膜作用下发生的电化学腐蚀。这时, 大气中有水蒸汽, 如果水蒸汽的含量大于一个临界湿度 (铁大约 65%), 对于镍, 其腐蚀产物具有大约 85% 的临界水分, 对于铜, 其具有接近 100%, 当环境中的相对湿度小于 100% 时, 由于金属表面形成了一层薄薄的水膜, 则会出现均匀腐蚀问题, 且若在大气内含有 CO_2 , H_2S , SO_2 等酸性污染物, 则会明显加速腐蚀。

1.2.2.1.3 可见液膜下的大气腐蚀

该腐蚀问题是指, 在大气环境中, 当湿度达到 100% 时, 或者是在雨水和其他水溶性条件下, 所造成的一种腐蚀现象。在此, 金属表面的水珠已经凝结, 并形成了较为明显的水膜。

1.2.2.2 大气腐蚀的影响因素

1.2.2.2.1 水影响

在大气环境下, 针对钢材腐蚀作用的物质其水为主要的因素, 通常情况下, 当湿度较大时, 腐蚀程度较高, 其腐蚀原理如下: ①水本身为电解质, 同时也会溶出许多离子, 对金属产生腐蚀作用; ②由于水可以分解为 H^+ 、 OH^- 等离子, 酸碱度的变化会显著地影响金属、氧化物的溶蚀作用^[1]。

1.2.2.2.2 SO_2 影响

SO_2 在大气中被氧化为三氧化硫, 和水混合形成硫酸, 和钢发生化学反应而引起腐蚀。在有工业尾气污染的区域, 二氧化硫对钢铁的腐蚀作用最大。石油、天然气和煤炭燃烧产生的尾气中, 二氧化硫含量较高。同时, 大气中二氧化硫浓度越高, 钢的锈蚀速度就越快。

2 天然气输送管道的腐蚀处理防治措施

2.1 内腐蚀处理防治

2.1.1 脱水处理

针对天然气输送管道所出现的内腐蚀问题, 需考虑到天然气输送管道内是否含有水汽, 若不含有水汽, 需明确干燥 CO_2 、 H_2S 等杂质对管道腐蚀所造成的影

响,并有效采取脱水处理技术进行处理,由此解决或缓解天然气输送管道所出现的内腐蚀问题。在实际应用中,通常常用绝对水分及露点温度来表示。绝对含水量是一种气体中所包含的水蒸气的质量,露点温度是指在某种情况下,天然气中的水蒸气开始液化时的温度,在一般条件下,管线运输的天然气的露点温度应该比周围的温度低 5~15℃。目前较为常见且使用频繁的脱水技术包括:固体吸附法、膜分离、溶剂吸附法和直接冷却法。

如,膜分离技术,该技术的在使用过程中主要是通过液体压力完成对溶质、溶剂的运移滤膜,在通过压力将低分子量溶质、溶剂从超滤膜的一侧运移到另一侧后,可在另一侧中保留具有较高分子的溶质、溶剂,并将其从杂质液体中分离出来,由此达到脱水效果。

2.1.2 酸性杂质去除处理——天然气脱硫

2.1.2.1 干法脱硫

干法脱硫指的是利用固体脱硫剂,将气态硫化物转变成固体硫化物。该技术在实用过程中所具备的特点为,操作简单、净化程度高,且脱硫剂可再生,可有效降低所需成本。但其缺点较为明显,即价值较低,在干法脱硫后,当它的容量达到饱和时,则需进行更换处理,对此一般可用于气量小以及硫化氢含量低则需要深度脱硫的气体^[2]。

2.1.2.2 PSA 和膜分离法脱硫

变压吸收(PSA)技术是利用吸附剂在不同气压下,对不同种类的气体进行脱硫,并以吸附率、吸附量的差异来达到分离目的。膜分离规律是通过使用不同的气体分子尺寸对薄膜进行选择,以及不同的气体穿透速率,来达到对气体的分离状态,这两种的分离技术所产出的硫化氢都需进行二次处理,且技术对于甲烷气所产生的损失较大。另外,在膜分离过程中,膜需要频繁地更换,操作费用很高,但采用变压吸附、化学吸附等方法可以回收利用。所以,变压吸附比膜法具有可被广泛运用的价值^[3]。

2.1.3 酸性杂质去除处理——天然气脱碳

2.1.3.1 低温精馏法

低温精馏法是指,在高压与较低温度的条件下,可将原料气与各组分的冷凝液化并根据各组分间相对挥发度的不同,通过蒸馏法实现对二氧化碳的脱除。低温蒸馏过程无需外加溶剂,可以实现高温、低温、高纯、低成本、高附加值的运用效果,但需注意的是在天然气输送管道天然气脱碳去除过程中,为获得较高纯度还需进行多塔操作,这一点加大了处理成本,

且在非常低的温度下,凝结和液态也会产生很大的能量消耗^[4]。

2.1.3.2 物理——化学吸收法

物理——化学吸收法是一种利用物化吸收剂、水基吸收剂与化学吸收剂与水构成的复合吸收剂对 CO₂ 进行高效去除的方法。其中较为常见的物理吸收剂为环丁砜,它是一种极性有机溶剂,具有较强的吸附 CO₂ 和 H₂S 的能力。

2.2 外腐蚀处理防治

2.2.1 外涂层防腐

用各种类型的涂料把管线的内、外壁与腐蚀性介质隔绝,该办法为防腐的最根本办法。首先,管道外涂层为第一道屏障,其主要的作用为将管体内的金属基质与有腐蚀作用的外部环境相隔离,并为进行辅助阴极保护提供必需的绝缘条件,其对管线的防腐能力和使用寿命有重要影响。

如,埋地管道可采用 3PE 防腐,3PE 防腐是指从钢管的外侧开始,由环氧粉末包覆——粘剂——聚乙烯包覆层构成。按每一种涂层的厚度,可划分为 3PE 普通级、增强级、特增强级,3PE 防腐具有熔结环氧和聚乙烯两种材料的优良性能,且它有很高的机械强度,以及良好的耐水渗透性,但其对于管道表面处理要求较高,且因属于非渗透性防腐层,因此,容易形成阴极遮蔽,且与阴极防护体系匹配较差。其中,聚乙烯胶带防腐层有较强的绝缘以及防腐性能,但对于整体的防腐施工来说要求较高,且自身的抗土壤挤压能力较差,而在 3PE 中,相对于之前的 2PE,多了一层环氧粉末,但是这一层环氧粉末,极大地提高了钢管和防腐层之间的黏合性,因此,防腐涂层与钢管表面紧密结合,可极大地提高钢管的使用寿命。

2.2.2 阴极保护

2.2.2.1 外加电流阴极保护法

外加电流阴极保护法,是将被保护的电流通道与直接供电的负极相连接,若再将副阳极接到主阴极上,则将此通道称为阴极。通过在埋藏地中的辅助阳极面,把电流引导到地下,被保护的金属表面通过土壤供给水,它依然是在土壤上的负极,在其上会发生还原反应,由此达到了腐蚀抑制的效果。而在副阳极面上,由于副阳极面的氧化作用,副阳极体自身会随着时间被损耗。一般来说可采用高硅铸铁,石墨,磁性氧化铁,废钢等作辅助阳极^[5]。

2.2.2.2 牺牲阳极保护法

牺牲阳极保护法主要是将一种具有较低电势的金

属或合金与被保护管道相连,并将其构成一种新的具有腐蚀性的原电池。连接在一起的金属则为牺牲阳极,而整根管道则为阴极可受到保护。以上两种阴极保护方法,都可通过一个阴极达到保护电流源向的效果,以免其受到腐蚀,且可保护金属体为其提供足够的保护电流,使其消耗掉自身的腐蚀电流。其中,外加电流阴极保护具有较高的驱动电压、较大的输出电流,以及较长的保护距离,同时还可以方便地对电流和电压进行调整,它适用于大直径、长距离、有较大防护范围的管道,也适用于城市和郊区的干线。但是需注意的是,其要求外电源,并进行日常维护管理^[6]。

3 天然气输送管道的腐蚀防治案例分析

3.1 管道概况

华南地区的一条天然气输送管道,2007年九月开始建设,后半部分在2014年12月完成,在2018年9月开始投入使用。全长18.4km,规格为 $\phi 508 \times 9.5/11.9/12.7\text{mm}$,材料为L360。实验结果表明,该管道的工作压力为4MPa,气体作为传输介质,工作温度为室温。我公司于2018年12月开展了一次内部漏磁区的IMU探测,该探头在探头清管时,气泡球未被吸收,其他探头也未见明水。

3.2 成因分析

3.2.1 清管产物分析

表1 清管产物组分表

成分	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	MnO	GaO	Al ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O
组成(w/%)	92.9	3.7	1.38	0.77	0.43	0.35	0.1
成分	Na ₂ O	TiO ₂	CL	MgO	Gr ₂ O ₃	Nb ₂ O ₃	P ₂ O ₃
组成(w/%)	0.09	0.09	0.08	0.06	0.02	0.02	0.01

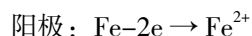
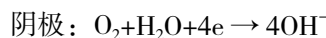
3.2.2 天然气输送管道内腐蚀点高程分析

在清管的过程中,会产生大量的黑粉等杂质,表1为取样分析后的成分列表,由成分表可知,主要成分是三氧化二铁和二氧化硅^[7]。

3.2.3 内腐蚀成因分析

通过对产物组成的分析,可以得出结论,Fe₂O₃的生成是因为管道与空气中的O₂进行了吸氧腐蚀,或者是腐蚀产物被氧化。排除在管道在投入使用之前没有受到腐蚀外,在投入使用之后,在使用过程中也没有造成氧气流入的情况。初步判断,腐蚀情况为管道试压用水时期产生,压力测试用水不脱氧,管路更换不及时,导致管路内含氧,从而出现腐蚀问题。同时在清管期间未见明水,判断为水是由于在水压测试或清管冲洗后对管道干燥不够充分,在这种情况下,剩余的水就会在管线的尽头,汇合在一起,且在靠近

水面的管道内表面上,因为空气的充裕程度的差异,导致了氧浓度的差异,这样形成的氧气浓度电池通过以下方式对金属进行腐蚀,其中电极反应为:



在此基于天然气输送管道末端的高程低处则出现了内腐蚀的集中区域。

3.3 防治建议

①采取上述提出的防腐办法进行处理,在管线上测试压力时,要使用洁净的水源,加入除氧等;②在管线探伤过程中,要对内蚀的危害性给予足够的关注,并对其成因进行详细的剖析,由此选择可供的防治对策进行处理,以防止天然气输送管道内蚀的发生与加剧;③对于管线高度较小、易发生积聚的区域,应将其划为高危区域,加大管理力度;④在管线的日常清理中,如有明水,应加大清理的次数。

4 结束语

综上,全文论述内容针对天然气输送管道腐蚀问题进行了分析,并提出了有效的防治措施,在结合案例后可帮助有关人员进一步掌握天然气输送管道腐蚀处理办法,在此过程管道设施管理人员还需结合具体的情况,选择最为适宜且经济的管道防腐措施,由此保障天然气输送管道达到安全稳定的输送效果。

参考文献:

- [1] 李婷. 天然气输送管道的腐蚀及对策[J]. 科技与创新, 2022(9):117-118+122.
- [2] 贾沁斌. 天然气输送管道的腐蚀与保护[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(2):44-45.
- [3] 李凯峰, 等. 基于Fluent天然气管道内腐蚀率研究[J]. 农业装备与车辆工程, 2022, 60(11):123-127+133.
- [4] 李佳鹏, 等. 天然气管道输送过程中管道防腐的研究及防腐方法[J]. 当代化工研究, 2021(4):97-98.
- [5] 刘康, 郑永辉. 阴极保护在天然气管道腐蚀上的运用探析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(16):104-105.
- [6] 尚兴彬, 等. CO₂分压对天然气管道母材/焊缝的腐蚀行为研究[J]. 当代化工, 2021, 50(8):1772-1778+1783.
- [7] 韩菲杨, 林聿明, 石峰. 天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制措施[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(13):5-6.

作者简介:

张渝江(1989-),男,汉族,四川江油人,本科,工程师,从事天然气储运及HSE管理工作。