

# 浅谈天然气长输管道腐蚀原因及防腐防控措施

陈红燕（新疆新捷燃气有限责任公司，新疆 乌鲁木齐 830001）

**摘要：**本文旨在解析天然气长输管道的腐蚀原因，以及探寻天然气长输管道防腐防控措施，以促进天然气工程的健康发展。而天然气管道作为保障我国能源安全、实现国民经济可持续发展的关键基础设施，但由于多种原因，使得天然气管道在生产运行过程中存在着诸多的安全隐患。

**关键词：**天然气；长输管道；防腐；防控措施

## 0 引言

天然气长输管道由于受环境等多种因素影响，易发生腐蚀。这不但会影响管道的使用寿命，而且可能产生重大的安全事故。管道防腐显得尤为重要，应采取有效的防腐措施，以保障管道运行安全、平稳。故文章对天然气长输管道的腐蚀原因及防腐方法进行了讨论。

## 1 天然气长输管道的腐蚀原因

管道腐蚀是指输送流体的管道因化学反应或其他原因发生腐蚀而导致管道的老化。延缓管道的腐蚀即管道防腐是管道养护的重要环节，也是促进长输管道安全生产运行的重点之一。

### 1.1 天然气长输管道内壁腐蚀

一般情况下，天然气长输管道的长度和输气量都较大，天然气长输管道的化学腐蚀主要表现在管道内壁腐蚀。天然气管道在生产运行过程中，由于所输送天然气组分中含有一定浓度的二氧化碳、二氧化硫、硫化氢、水等可产生酸性成分的杂质，管道内天然气在不同温度、压力、速率下运行，可能长期与酸性物质接触。酸性成分具有耐高温、高压的特性，这使其与钢制管道中的铁、锌、镁等金属成分接触发生化学反应，内壁将出现严重的化学腐蚀。酸性物质含量越高，管道内壁化学腐蚀将越严重。

### 1.2 土壤生态因素

一般情况下，长输管道设计输气压力大于4.0兆帕，根据《输气管道工程设计规范》GB50251相关要求，长输管道应埋地敷设。土壤具有电解质溶液的特征，土壤中颗粒组成的固体骨架中充满着空气、水和不同的盐类，其中水分和可溶性盐类的存在使土壤能进行离子导电，金属管道在土壤中易发生电化学腐蚀。其次，由于工业或城镇居民供电电缆存在大量高压电缆埋地敷设现象，若电流有意或无意排入土壤中，将存在大量的杂散电流，该杂散电流于管道某一处流入，

沿管道流动一段距离后，自管道流入土壤，发生电解作用，位于电流流出处管道发生杂散电流腐蚀。第三，土壤的物理特性和化学成分极为复杂，其含有大量不同种类的微生物，该因素也可能引起管道腐蚀。

### 1.3 大气生态因素

水汽是大气层中的一种成分，并会在管道的金属表面上冷凝成一种均匀的膜，其的最大作用就是把空气中各种各样的物质聚集起来，产生的作用与电解质类似，导致金属管道表面就发生电化学反应，从而产生腐蚀。影响天然气长输管道腐蚀的主要气象因素有很多，但气象条件、污染物等是影响管道腐蚀的主要因素。若天然气长输管道长期处于干燥的条件下，大部分的污染物都不会对其产生腐蚀作用；但当湿度大于80%时，其腐蚀速率将大大提高。因此，在天然气长输管道的施工中，大气中的高湿度易使管道的表面发生腐蚀。

### 1.4 管道防腐保护措施做得不到位

为防止埋地管道的腐蚀，一般采用管道阴极保护与管道外壁防腐相结合的方式。目前国内天然气钢制管道的阴极保护多采用牺牲阳极、强制电流或两者相结合的保护方式。牺牲阳极的阴极保护法，通常设置深井或浅埋阳极地床，阳极体多为锌、镁合金。强制电流的阴极保护法，通常设置输出电压不高于50V的恒电位仪，将管道连接至恒电位仪负极，使其成为阴极，从而抑制金属管道的腐蚀。目前天然气金属管道外壁防腐常用做法多采用防腐底漆与聚乙烯粘胶带相结合或采用三层PE结构防腐层结构形式。阳极体长期服役失效未更换；恒电位仪输出电压过高；三层PE防腐层剥离脱落未及时修补，均可能产生管道腐蚀死区并增大死区。为预防管道的腐蚀，必须做好管道的防护，以达到防腐的要求。

### 1.5 管道随自然地形的变化而产生拉应力

天然气长输管道在施工建设期间，一般会随自然

地形的不同,随着高低起伏的地势铺设。管道施工建设过程中带应力碰口焊接;管道管沟下方土壤扰动造成管道随土壤下沉;管沟回填压实不均匀;建成管道上方受大型机械等重物碾压等,均可能造成管道局部点存在拉应力。金属管道在拉应力作用下,同时受土壤中腐蚀介质的影响,表面氧化膜被腐蚀而受到破坏,破坏的表面和未被破坏的表面分别形成阳极、阴极,形成应力腐蚀。不同应力等级的管道,其抗压、抗拉伸性不同,一般情况下,应力等级高、开裂少,对应力腐蚀将具有一定的抵抗能力<sup>[1]</sup>。

### 1.6 其他因素对管道防腐的影响

一般来说,天然气长输管道的设计使用寿命不低于30年,服役期较长。天然气场站运行人员误操作,巡检人员巡检不到位等,未能及时发现管道防腐异常情况,随着时间的流逝,管道局部点腐蚀将更加严重。山体滑坡、洪水、地震等自然灾害的发生,造成管道产生应力或表面受损,也是加剧管道腐蚀的原因之一。

## 2 做好天然气长输管道防腐工作的必要性

天然气长输管道是世界各国普遍采用的一种天然气输送方式。天然气长输管道相对于其它交通工具具有明显的优越性。天然气长输管道具有比较大的容积、远距离、高效能等特点。但长距离管道输送过程中,外界因素对管道的侵蚀作用十分敏感,且易受气候、自然环境等因素的影响。输气管道的长期腐蚀严重影响了管道的服役寿命,降低经济效益。由于腐蚀穿孔而产生的气体泄露,不但给管道带来损害,还给人们的生活、企业的安全运行带来很大的危害。因此,在天然气长输管道的施工与维保维护中,必须重视防腐工作。从实际情况出发,分析造成管道腐蚀的主要因素,并采取针对性的防腐对策,以达到降低管道腐蚀的目的<sup>[2]</sup>。

## 3 浅析天然气长输管道防腐措施

根据国内外多年实践证明,阴极保护是埋地管道防腐保护的必要补充手段,管道阴极保护可抑制涂层缺陷(破坏、漏点等)造成的腐蚀,确保管道长期安全稳定地运行,并且采用防腐层和阴极保护联合保护的方式不仅是行之有效的,而且是最为经济合理的防腐手段。

### 3.1 管道外壁防腐保护措施

#### 3.1.1 天然气长输埋地管道外壁防腐

天然气长输管道埋地敷设时,一般采用挤塑聚乙烯三层结构(3PE)外防腐层,根据管道所处岩土性

质的不同,3PE结构层分为标准结构和加强级结构,其底层多采用环氧粉末涂层,与钢管表面直接黏贴,具有抗化学腐蚀和抗阴极剥离性能,建议该层厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ ;中间层多为胶黏剂,确保防腐层在不同温度下具有良好的粘结性,建议该层厚度 $\geq 170\mu\text{m}$ ;面层为挤塑聚乙烯,具有极高的防腐蚀性能,并不宜对土壤造成破坏,当采用加强级防腐层结构时,建议该层厚度 $\geq 2.7\text{mm}$ 。该防腐结构性能优异,施工和投产后的维修维护管理方便。为保障冷弯或热煨弯管外壁防腐质量,其可与直管道外壁防腐结构形式保持一致。管道焊缝部位的防腐通常采用涂抹无溶剂环氧底漆与辐射交联聚乙烯热收缩套相结合的方式,防腐层的厚度不小于管体防腐层厚度的80%。管道在运输或下沟过程中,难免存在磕碰、受损现象,该处防腐层的补伤补口多采用无溶剂环氧底漆与热烤压敏带防腐方式<sup>[3]</sup>。

#### 3.1.2 天然气长输场站地面管道外壁防腐

天然气长输站场管道分为埋地敷设和地面安装两种形式,具有管道规格、压力等参数种类多、管道长度不规整等特点,防腐层不易整体工厂预制。通常采用现场易于施工的液体涂料和胶粘带等材料较为合适<sup>[4]</sup>。裸管管道外壁在制作防腐层结构前,应对管道外壁喷砂除锈,除锈等级达到Sa2.5级,锚纹深度达到 $40\sim 80\mu\text{m}$ ,表面处理后清洁度应达到GB/T18570.3规定的2级。

地面不保温管道外壁防腐层一般可采用涂抹二道环氧富锌底漆,建议厚度约 $60\mu\text{m}$ ,二道环氧云铁中间漆,建议厚度约 $100\mu\text{m}$ ,二道交联氟碳面漆,建议厚度约 $80\mu\text{m}$ ,即三种涂层漆相结合的方式,其防腐层干膜厚度大于 $240\mu\text{m}$ 较为合适。而场站内埋地不保温管道外壁防腐层一般在喷砂除锈后,采用无溶剂环氧涂料涂覆三道,建议防腐层干膜厚度大于 $400\mu\text{m}$ ,外缠聚丙烯增强纤维冷缠带,搭接宽度为带宽的50%~55%,防腐层总厚度大于1.8mm时,防腐效果较好。

### 3.2 天然气长输埋地管道阴极保护

阴极保护分为牺牲阳极法和强制电流法两种应视工程规模、土壤环境、管道防腐层绝缘性能等因素,经济合理的选用。牺牲阳极法是将保护金属和一种可以提供阴极保护电流的金属或合金相连,使被保护体进行阴极极化,以降低腐蚀速率的方法,牺牲阳极法不需外部电源,投产后维护管理工作量小,但输出

电流小且不可调,保护范围小,在高土壤电阻率环境中不宜使用<sup>[5]</sup>。

强制电流法是将保护金属与外加电源负极相连,由外部电源提供保护电流,以降低腐蚀速度的方法,强制电流法输出电流连续可调,保护范围大,适用性强,可在各种腐蚀环境中应用,但需外部电源,投产后维护管理工作量大。

### 3.2.1 牺牲阳极阴极保护

牺牲阳极阴极保护法适用于保护敷设在电阻率较低的土壤、水、沼泽或湿地环境的小口径管道或距离较短并带有优质防腐层的管道,可作为强制电流法阴极保护的补充。目前天然气管道若选用牺牲阳极保护法时,多选用锌合金牺牲阳极、镁合金牺牲阳极,均可选用棒状或带状结构。

当土壤电阻率大于 $50\Omega\cdot\text{m}$ 时,不建议采用锌合金牺牲阳极;当土壤电阻率大于 $100\Omega\cdot\text{m}$ 时,不建议采用镁合金牺牲阳极,若必须选用,应现场试验并确认其有效性。牺牲阳极填料包由石膏粉、膨润土和工业硫酸钠按一定配比组成。设置阳极地床、测试桩等,阳极通过电缆将测试桩与管道连接。结合目前天然气管道运行实际情况来看,为保障管道系统具有良好的防腐性能,一般不采用牺牲阳极的阴极保护方法作为主要保护措施。

### 3.2.2 强制电流阴极保护

强制电流阴极保护法需设置阴极保护站,多放置于分输站场内,主要由辅助阳极、恒电位仪及相关附件组成。由于长输管道大多距离较长,阳极地床多采用深井阳极地床形式;根据各天然气管道项目建设内容及特性的不同,阳极体可选高硅铸铁阳极、石墨阳极、钢铁阳极、导电聚合物和金属氧化物阳极;设置恒电位仪1台或多台;根据管道长度适当安装阴极保护电位测试桩;选用不同规格的阳极电缆、阴极电缆、零位电缆;选用极化小,稳定性能好,寿命较长的埋地型参比电极,电位控制范围在 $-2.5\text{V}\sim+1\text{V}$ 连续可调较好;使测试桩与管道表面连接。强制电流阴极保护法是目前天然气管道阴极保护系统重使用较普遍、保护效果较好的方法。

### 3.3 管道在施工阶段的防腐蚀措施

对天然气管道进行合理的防腐蚀处理,是解决天然气管道腐蚀问题的关键。在建设阶段,要求设计人员提出有针对性的防腐蚀工艺及相应的保护设计,施工单位严格按照天然气管道项目防腐设

计工艺执行,主动辨识天然气长输管道在建设过程中存在的各种风险。在正式开始施工之前,要加强对工地周围环境的监测和对地面的预处理检查。

在施工过程中,应对施工现场的湿度进行严格控制,一般情况下,要求周围空气的湿度不高于90%,而钢管的外表面温度不低于 $3\text{C}$ ,雨雪天气下不开展管道焊接作业,气体保护焊时环境风速不超过 $2\text{m/s}$ ,以保障管道焊缝不存在气孔、裂缝等现象,引起管道局部点腐蚀。阳极棒周围填充填包料时,应置于填包料中心位置,不采用化纤类包装袋包装,阳极钢芯与电缆采用焊接方式,并在焊接处做好防腐绝缘。分项工程完工后,由监理单位按天然气管道施工及验收规范要求,开展相关作业的检验、巡视等工作。若在检验及巡视期间,发现分项作业质检不合格,则应进行有目标的矫正行动。

### 3.4 从管理方面预防管道腐蚀

为减少天然气管道的运行风险,各参与单位要采取有效的预防和控制措施。一是要积极主动地将长输天然气管道的有关资料、信息等及时上报,对长输天然气管道的运营状况进行全面梳理,以保证各项管理制度的执行,并能得到及时、有效的落实。二是严格按照有关制度要求,对天然气管道重要数据进行定期监测,如实时监测天然气的压力、温度;定期开展天然气气质组分分析,重点关注气体中酸性物质、水等有害杂质的浓度;确保恒电位仪输出电压、电流等参数在有效保护范围内。三是工程完工投产运行后,有关人员要定期开展管道巡检工作,开展管道电位值检测;对输气管道的当前运行情况进行巡查,以规避误操作、第三方机械破坏等风险。

#### 参考文献:

- [1] 王文琦,鞠拓.天然气管道内腐蚀原因分析及控制[J].化工设计通讯,2022,48(04):119-122.
- [2] 白宇博.试论阴极保护在天然气管道中的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(24):70-71.
- [3] 韩菲杨,林聿明,石峰.天然气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.
- [4] 张恒,彭瑞宁.长输天然气管道腐蚀的形成与防腐保护措施分析[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(12):37-38.
- [5] 乔勇.天然气管道腐蚀因素、缺陷检测技术及防护措施探讨[J].云南化工,2021,48(06):120-122.