

# 浅析天然气管道输送过程中管道的防腐方式

陈磊 (山东港华燃气集团有限公司, 山东 济南 250000)

**摘要:** 本文对常见腐蚀机理及其控制方式进行了系统梳理与对比, 提出将三层聚乙烯、熔结环氧粉末、陶瓷涂层以及阴极保护等多项防腐技术加以组合使用的策略, 以期为天然气管道工程在选材、施工、运行及运维阶段的防腐技术集成与优化提供可落地的理论支撑, 从而助力提升管道运行的安全性、工程本身的耐久性以及全寿命周期内的经济性, 进一步推动天然气输送系统向高质量方向持续发展。

**关键词:** 天然气管道; 输送过程; 管道; 防腐方式

**中图分类号:** TE8      **文献标识码:** A      **文章编号:** 1674-5167 (2026) 003-0166-03

## Analysis on anticorrosion methods of natural gas pipeline during transportation

Chen lei (Shandong Ganghua Gas Group Co., Ltd., Jinan Shandong 250000, China)

**Abstract:** This paper systematically sorts out and compares the common corrosion mechanisms and their control methods, and puts forward a strategy of combining three-layer polyethylene, fused epoxy powder, ceramic coating and cathodic protection, with a view to providing theoretical support for the integration and optimization of anti-corrosion technologies in the stages of material selection, construction, operation and operation and maintenance of natural gas pipeline projects, thus helping to improve the safety of pipeline operation, the durability of the project itself and the economy in the whole life cycle, and further promoting the sustainable development of natural gas transportation systems in the direction of high quality.

**Keywords:** natural gas pipeline; Transport process; Pipes; Anti-corrosion method

天然气作为高效清洁能源, 其长距离输送依赖钢制管道。管道长期埋于潮湿土壤或深海, 易受多因素侵蚀致壁厚减薄甚至穿孔。需基于腐蚀机理搭建防腐技术框架, 为管道全生命周期防腐提供技术支撑。

### 1 天然气管道腐蚀的机理与特点分析

天然气管道在输送过程中, 常年浸泡在由土壤、水分和杂散电流共同织就的复杂电化学腐蚀环境里, 其腐蚀机理并非单一, 而是电化学腐蚀、应力腐蚀开裂、缝隙腐蚀以及微生物腐蚀等多种机制叠加出现。电解质水分潜伏在土壤孔隙中, 一旦与金属管壁接触, 便像悄悄接通的小型原电池, 持续推动金属离子向外迁移, 管壁也随之一点点变薄。天然气里夹带的  $H_2S$ 、 $CO_2$  等腐蚀性组分, 会在管壁局部先打出针尖大小的蚀坑, 随后化学腐蚀反应沿着坑底快速深挖, 点蚀速度被明显放大。管道外部, 土壤电阻率高低不一、氧浓差电池效应以及轨道交通等带来的杂散电流干扰, 腐蚀区域于是被迅速扩大。除此之外, 埋地环境里温度与湿度昼夜波动、土壤含盐量升降以及 pH 值漂移, 让管壁在多重因素耦合下呈现出不断演化的复杂形貌, 因此只能依靠系统化的防控技术才能把风险压到最低。

### 2 天然气管道腐蚀控制基础技术

#### 2.1 腐蚀电化学反应抑制技术

腐蚀电化学反应抑制技术的基本思路, 是把金属管道与周围腐蚀介质之间的电化学反应链条强行‘掐

断’, 借此把腐蚀速率压到一个可控、可接受的区间。整套做法的重心同时落在阳极溶解和阴极反应这两个环节上, 现场常用的办法无外乎投加缓蚀剂、精细调控电位, 或者对金属表面做极化处理。具体到阴极区, 工程上偏爱胺类、磷酸盐这类带特定离子的缓蚀剂, 它们能在金属表面乖乖铺上一层致密的吸附膜, 电子和介质的交换被挡在膜外, 氧还原反应自然快不起来; 而在阳极区, 则靠阳极钝化剂先‘长’出一层稳定的氧化膜, 把阳极极化电位抬高, 金属离子想往外跑就得费更大劲, 迁移量随之减少。真把这套技术搬到现场, 还得随时盯着管道周边的小环境: pH、电导率、温度, 这些参数稍有波动, 电化学反应速率就会跟着放大。举个例子, 一旦土壤电阻率掉到  $100\Omega \cdot m$  以下, 再加上 pH 低于 6, 局部腐蚀的苗头会陡然变猛, 这时候通常得把阳极区电位压到  $-0.85V$  (vs.CSE) 甚至更低, 让电位稳住, 才能把电化学反应真正按下去。

#### 2.2 管道埋设环境腐蚀介质识别技术

腐蚀介质识别技术在整个天然气管道腐蚀控制流程里属于最前端的一环, 它的核心任务是对土壤和地下水中的腐蚀性因子进行精准识别并完成定量分析。整套技术路线通常先在现场完成采样, 再把样品送回实验室, 同时配合原位电化学测试与多参数在线监测, 最终锁定氯离子 ( $Cl^-$ )、硫酸根离子 ( $SO_4^{2-}$ )、溶解氧 (DO)、硫化氢 ( $H_2S$ ) 等典型腐蚀因子的具体浓

度。除此之外，借助 X 射线荧光光谱（XRF）和离子色谱法（IC），还能把土壤和水样里的无机离子及重金属成分一次性测到足够高的精度。在那些已经被标记为高腐蚀风险的区段， $\text{Cl}^-$  浓度普遍飙到 400mg/L 以上， $\text{SO}_4^{2-}$  也轻松突破 250mg/L，腐蚀烈度随之陡增，必须优先布设强化防护系统。到了现场落地阶段，工程人员一般会把腐蚀探头和电化学噪声测试仪捆在一起用，对介质的腐蚀活性以及突发的瞬态腐蚀事件进行在线捕捉，既能把预判窗口提前，也能让风险响应跑得更快，最终沉淀出一套敏感度极高的腐蚀介质数据库。

### 2.3 腐蚀敏感区域识别与腐蚀源追踪技术

腐蚀敏感区域识别与腐蚀源追踪技术，把“精准锁定高腐蚀风险点”和“搞清楚腐蚀到底怎么来的”当成核心任务。第一步，先把 GPS 坐标喂给地理信息系统（GIS），拼出一张能随时叠新的“空间腐蚀风险地图”，再把历年故障记录、沿线土壤化验单、地面电位读数一股脑叠上去，按风险高低给地面刷色。接着，用密间隔电位测试（CIPS）配合直流电压梯度法（DCVG），像给管道做“CT”一样，把涂层破口和阴极保护被屏蔽的小角落钉在  $\pm 0.5\text{m}$  的误差圈里，基本做到“指哪儿打哪儿”。到了找腐蚀根儿的环节，把杂散电流在线监测、管道接地电阻现场实测和干扰电流频谱分析串成一条证据链，顺着电流留下的“脚印”一路往回摸，通常能把祸源锁定在第三方施工电缆、附近高压电力系统感应或者隔壁并行管线的交叉干扰段上。

## 3 外防腐涂层材料技术

### 3.1 三层聚乙烯涂层技术

三层聚乙烯涂层（3PE）由环氧粉末、粘结剂、聚乙烯按底-中-外复合而成，是国内埋地天然气干线主流外护层。

底层  $80\sim 120\mu\text{m}$  熔结环氧粉末附着钢管且抗剥离，中层  $170\sim 250\mu\text{m}$  粘结层衔接极性与非极性材料，外层  $1.8\sim 3.0\text{mm}$  聚乙烯抗磕碰磨损。其综合剥离强度  $>35\text{N/cm}$ ，水蒸气渗透率低，耐  $-40\text{℃}\sim +80\text{℃}$  温差，服役稳定。

### 3.2 聚丙烯涂层结构保护技术

聚丙烯涂层（PP）结构保护技术，该技术为应对天然气管道高温、高机械负荷外腐蚀风险而生，采用环氧底层—聚烯烃粘结层—改性聚丙烯外层三层结构，兼具尺寸稳定性与机械强度。外层 PP 厚  $2.5\sim 3.5\text{mm}$ 、维卡软化点  $> 150\text{℃}$ ，可耐受  $90\sim 110\text{℃}$  工况；涂层剥离强度  $> 45\text{N/cm}$ 、冲击强度  $> 12\text{J/mm}$ ，抗撞击刮擦。改性粘结层防层间滑脱，适用于

岩石区、高温管段，弥补传统聚乙烯材料缺陷。

### 3.3 熔结环氧粉末防腐涂层技术

熔结环氧粉末（FBE）为单层高分子防护方案，经静电喷涂、高温熔融交联固化于喷砂钢管外壁。膜厚  $250\sim 500\mu\text{m}$ ，剥离强度  $15\sim 25\text{N/mm}$ ，介电击穿电压超  $15\text{kV}$ ，可阻断腐蚀介质渗透。其玻璃化转变温度  $110\sim 120\text{℃}$ ，耐  $-30\text{℃}\sim +85\text{℃}$ ，与钢热膨胀系数匹配，阴极剥离阻抗高，工厂预制效率高、质量稳定，是中低温天然气干线外防腐主流选择。

## 4 外防腐涂层施工与控制技术

### 4.1 表面处理工艺技术

表面处理工艺技术之所以被视为外防腐涂层能否真正“抓牢”钢管，就在于它得先把锈蚀、氧化皮、油污和各种杂质统统清掉，还得顺手“打毛”表面，让涂层能机械地“咬”住钢材。天然气长输管线现场最常干的事，就是用喷砂或抛丸把管壁折腾到 ISO 8501-1 里的 Sa2.5 级甚至更高，粗糙度也被卡死在  $40\sim 75\mu\text{m}$  这个区间。经验表明，带棱角的粗糙轮廓比圆乎乎的那种更能让涂层“扎根”。喷料粒径得看钢材强度和涂层体系的脸色，一般就把  $0.8\sim 1.5\text{mm}$  的钢砂和钢丸掺着用。

到了湿热或高盐土壤地段，还得加一道氯离子溶出检测，必要时再扫几遍，直到管壁表面氯离子残留量低于  $30\mu\text{g/cm}^2$ ，这样才能把后期涂层起泡、附着掉线的隐患从根上掐掉。

### 4.2 涂层厚度均匀控制技术

涂层厚度是否均匀，直接决定了防腐层能不能把腐蚀介质挡在外面，也决定了整条管线到底能用多久。想把厚度稳住，说到底得把施工参数卡得够细、让设备别出小毛病，还得边干边测，随时纠偏。像 FBE 或 3PE 这类热喷工艺，现场一般把喷枪移动速度压在  $0.5\sim 0.7\text{m/s}$ ，再把喷嘴离管壁的距离稳在  $200\sim 300\text{mm}$ ，目的就是让粉末在熔结固化那几秒钟里尽量铺得平平整整，厚薄差异肉眼看不出来要是换成环氧煤沥青这种液体体系，工人通常得刷或喷两到三遍，每遍之间晾足  $4\sim 6\text{h}$ ，让溶剂跑得差不多再上下一道，最后把总干膜厚度抬到设计值：单层的给  $500\mu\text{m}\pm 50\mu\text{m}$ ，多层叠加的能到  $1.5\text{mm}$  左右，厚一点才安心质量检查环节，大家最常用的是磁感应测厚仪，偶尔也拿涡流法做复核，沿着管子每根至少戳十个点，记录下来的偏差要是超过  $\pm 15\%$ ，这段就算不合格，得补喷或者磨掉重来。

在全自动涂装线上，光靠人工抽检已经跟不上节拍，一般会再套一层闭环控制：先用图像识别把喷幅宽度、搭接量算出来，再用红外扫描把实时厚度扫成

一张热图，系统一边看数据一边微调枪速、粉量或气压，让整根管子的涂层厚度像被熨过一样平，防腐层的结构一致性上去了，后期在土里或海底跑几十年也更稳当。

#### 4.3 接头与补口防腐封闭技术

接头和补口处的防腐封闭技术，是维持天然气管道防腐体系完整性的关键控制点；在长距离输送干线里，焊缝区域的防护水平几乎直接决定了整条管线的防护效果和后期运行的安全裕度。为了把补口位置彻底封死，现场通常选用热收缩带、热收缩套、双组分环氧涂料或者3PE热熔补口料这几种材料。以热收缩带为例，成品厚度大多落在1.8~2.5mm区间，施工时得用火焰均匀加热，让它与钢管表面以及原有的防腐层热熔成一体；其拉伸强度要求 $\geq 10\text{MPa}$ ，剥离强度不能低于30N/cm，目的就是在补口处再造一道与母材防腐层等效的保护界面。双组分环氧涂料的优势在于流动性好、固化速度可控，一次成膜厚度轻松做到400 $\mu\text{m}$ 以上，而且耐水渗透性突出——在40℃、90%RH条件下，水蒸气透过率可以压到0.05g/m<sup>2</sup>·24h以下。

不过，不管选哪种补口材料，表面处理这一关都不能降标：补口区域的除锈等级必须与干管主体同级，达到Sa2.5级，同时锚纹深度要 $\geq 50\mu\text{m}$ ，只有这样，后续涂覆或包覆的材料才能抓得牢、封得死，真正起到长期封闭作用。

### 5 内防腐涂层应用技术

#### 5.1 管道内壁喷涂型环氧涂层技术

管道内壁喷涂型环氧涂层技术本质上是一套依托高压无气喷涂原理的防腐体系，专门面向长距离天然气干线，用来解决内部腐蚀和结垢两大难题。它把高固含量的单组分或双组分环氧树脂当成成膜骨架，通过带机械旋转功能的喷头在管道里边边走边转，把涂料均匀地铺展在内壁，固化后的干膜厚度通常被现场工程师控制在80~200 $\mu\text{m}$ 这个区间。24h（38℃、100%RH）的水蒸气渗透量还不到0.05g，这一数值直接把CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S这类腐蚀性气体向钢材表面扩散渗透的通道压到最低，从而显著拖慢了后续电化学腐蚀的进程。在正式喷涂之前，得先用机械刷磨或者喷丸把内壁糙化到30~60 $\mu\text{m}$ ，让钢板表面带上足够的锚纹，涂层才能“抓”得牢；现场施工时，温度最好保持在10~35℃之间，相对湿度别超过85%，这样环氧树脂的交联反应才能走得完整，固化度也更容易达到设计预期。

#### 5.2 管道内壁液体涂覆与固化技术

管道内壁液体涂覆与固化技术主要依托低粘度、

高渗透型防腐树脂体系，通过静态灌注、旋转刮涂或机器人导向涂布等方式，将液态涂料均匀附着于内壁表面，再借助热风循环、远红外或感应加热等方式实现快速固化。该技术常采用双组分改性环氧或聚氨酯体系，其粘结强度大于8MPa，延伸率可达6%以上，具备优良的耐冲刷、耐磨损性能，适用于天然气流速大于8m/s的高能输送环境。涂层厚度通常控制在100~300 $\mu\text{m}$ ，均匀性误差小于 $\pm 15\%$ 。

施工前内壁表面应达到ISO 8501-1中的Sa2级清洁度，并确保无油污、锈蚀和可见水膜，粗糙度宜在40~65 $\mu\text{m}$ 之间。

#### 5.3 内壁光滑性防垢防腐复合涂层技术

内壁光滑型防垢防腐复合涂层技术，核心思路是在管壁搭起一层低表面能、几乎看不到孔隙的复合膜，这层膜把流体阻力系数压下去的同时，也让无机盐结晶和腐蚀产物找不到落脚的地方，因而被大量用在天然气高压主干线的内壁上。现场常用的配方是把聚四氟乙烯（PTFE）、氟硅树脂或者改性氟碳聚合物跟环氧树脂掺在一起，固化后干膜厚度一般卡在120~180 $\mu\text{m}$ ，表面粗糙度Ra能轻松降到0.3 $\mu\text{m}$ 以下。实测接触角普遍高于110°，疏水效果明显，划格法结合力跑到9MPa以上，在5~10MPa的管内压力下依旧能兜住整片膜，不鼓泡也不脱落。为了扛住高速气流的日夜冲刷，体系里还会撒进氧化铝（Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>）或纳米SiO<sub>2</sub>这类耐磨粒子，实验室数据给出的耐流速上限能冲到10m/s以上。

### 6 结语

天然气长输管道面临多重腐蚀威胁，需依托全周期系统防腐技术，将防护涂层、阴极保护与检测手段精准匹配工况。未来应融合新型材料与智能监测技术，推动防腐系统向高可靠、低维护方向升级。

#### 参考文献：

- [1] 李成阳, 杨晶, 林冬华. 天然气管道输送过程中管道防腐的创新研究[J]. 化工管理, 2021(09):131-132.
- [2] 蔡明. 天然气管道输送过程中管道防腐的研究及防腐策略探析[J]. 清洗世界, 2022,38(08):64-66.
- [3] 何鑫. 天然气管道输送过程中管道防腐的研究及防腐方法[J]. 全面腐蚀控制, 2020,34(04):101-102.
- [4] 黄明敏. 浅析天然气管道输送过程中管道的防腐方式[J]. 天津化工, 2023,37(02):129-131.
- [5] 周康. 高含硫天然气在管道输送中防腐对策研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023,43(17):40-42.
- [6] 张伟, 王建国, 刘晓龙. 埋地天然气管道外防腐层技术与阴极保护联合保护研究进展[J]. 材料保护, 2022,55(3):88-93.