# 某气田集输管线失效原因分析

### 李 静

中国石油西南油气田公司,四川 遂宁

收稿日期: 2024年11月26日; 录用日期: 2024年12月16日; 发布日期: 2025年3月12日

### 摘要

某气田集输管线热缩套下存在严重外腐蚀导致管线失效,经开挖发现,集输管线热缩套普遍无粘结力并 剥离,多处发现热缩套内有水存在,钢管表面布满腐蚀坑,腐蚀速率0.08mm/a~0.88mm/a,通过化学 成分分析、金相分析、硬度分析、强度性能分析、防腐层理化测试与形貌分析、腐蚀形貌分析、腐蚀产 物截面分析、腐蚀产物成分分析等方法对其失效原因进行分析。结果表明:失效直接原因为管体外壁发 生了严重的氧腐蚀,根本原因管线运行温度(>50℃)超过防腐层设计耐温能力,导致防腐层老化严重,失 去保护作用。根据造成失效的原因,提出了具体对策。

### 关键词

集输管线,失效,具体对策

# Analysis of Failure Causes of Gathering and Transportation Pipeline in a Gas Field

### Jing Li

Petrochina Southwest Oil & Gasfield Company, Suining Sichuan

Received: Nov. 26<sup>th</sup>, 2024; accepted: Dec. 16<sup>th</sup>, 2024; published: Mar. 12<sup>th</sup>, 2025

### Abstract

There is serious external corrosion under the heat shrink sleeve of a gas field gathering pipeline, which leads to the failure of the pipeline. After excavation, it is found that the heat shrink sleeve of the gathering pipeline generally has no bonding force and is peeled off. Water is found in the heat shrink sleeve in many places, and the surface of the steel pipe is covered with corrosion pits, and the corrosion rate is 0.08 mm/a~0.88 mm/a. The failure causes were analyzed by chemical composition analysis, metallographic analysis, hardness analysis, strength analysis, physical and

chemical test and morphology analysis of anti-corrosion layer, corrosion morphology analysis, corrosion product cross section analysis, corrosion product composition analysis and other methods. The results show that the direct cause of failure is serious oxygen corrosion in the outer wall of the pipe, and the root cause is that the operating temperature of the pipeline ( $>50^{\circ}$ C) exceeds the designed temperature resistance of the anti-corrosion layer, resulting in serious aging of the anti-corrosion layer and loss of protection. According to the causes of failure, the specific countermeasures are put forward.

### **Keywords**

Gathering Pipeline, Became Invalid, Concrete Countermeasure

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc. This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0). http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

# 1. 引言

某集输管线气液混输,材质为L360QS无缝钢管,规格Φ323.9×12 mm,运行压力6.99 MPa,运行 温度50~60℃,输送介质包括未经处理的原料气和气田水,日输气量180万方,硫化氢含量7.78 g/m<sup>3</sup>, 外防腐层为3PE,阴保方式为强制电流。管线埋深2.5~2.6米,现场开挖后弯管宏观形貌见图1。虽然外 防腐层仍包裹管体,但已失去粘合力,在后续切割搬运过程中轻易地发生了翻卷脱落,弯管外壁可见严 重的腐蚀痕迹,附着大量黑褐色产物。为找出管线腐蚀的原因,对失效管段进行了一系列分析及检验, 以期此类事故不再发生[1]。



**Figure 1.** The macro morphology of bending pipe after site excavation 图 1. 现场开挖后弯管宏观形貌

### 2. 失效件宏观形貌

3PE 防腐层一般由三部分组成,即底层为环氧粉末涂层,中间层为胶粘剂层,外层为聚乙烯层。失效件聚乙烯外层外观上较完好,具有较好的柔塑性,未见开裂鼓胀迹象,厚度约 2.1 mm。中间层胶粘剂 层与管壁和外层脱粘严重,发生显著的脆化,易剥离开裂,厚度约 0.4 mm。依据 SY/T 0087.1-2018《钢 质管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价》,防腐层状况等级为差。底层即管外壁面未 见涂层,发生了严重腐蚀。在防腐层与管壁间附着大量黑色产物层,最厚达 12 mm,产物层湿润疏松, 呈块状脱落后可见管壁基体大量的局部腐蚀坑窝,残留产物暴露空气后逐渐变成铁锈色。

### 3. 管体防腐层材质性能检测分析

### 3.1. 化学成分分析

从直管区和弯头区分别取样,开展化学成分检测,结果见表1,材质化学成分结果符合标准 GB/T9711-2017《石油天然气工业管线输送系统用钢管》[2][3]。

#### Table 1. Test result of chemical composition of pipe (wt.%)

表1. 管材化学成分检测结果(wt.%)

类别	С	Si	Mn	Р	S	Ni	V	Cr	Ti	Cu	Mo
直管区	0.143	0.276	1.2749	0.0153	0.0050	0.008	0.002	0.029	0.0027	0.021	0.002
弯头区	0.24	0.291	1.502	0.0123	0.0040	0.031	0.003	0.087	0.002	0.009	0.0013
GB/T 9711-2017 标准值(wt.%)	< 0.24	< 0.45	Max < 1.65	< 0.025	< 0.015	_	< 0.10	< 0.3	/	< 0.5	_

### 3.2. 金相分析

金相显微组织为铁素体 + 魏氏体 + 珠光体, 晶粒度评级 9 级, 符合标准要求。管外壁横截面经酸 腐蚀后, 在 10 倍放大镜及 200 倍显微镜下观察, 在腐蚀坑底未见微裂纹。

### 3.3. 硬度

根据 GB/T9711-2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》的要求,钢管母材最大允许硬度值为 维氏硬度 250 HV10,直管区和弯头区的硬度测试结果见表 2,硬度值符合标准规定。

立7 43	硬度 HV10										
신	壁厚靠外			壁厚中间			壁厚靠内				
直管区	154	153	153	152	154	158	152	157	152		
弯头区	158	161	159	157	157	160	156	159	157		

# Table 2. Results of vickers hardness test 表 2. 维氏硬度测试结果

### 3.4. 强度性能

对管体按照 GB/T 228.1-2021 进行拉伸试验,测量抗拉强度和屈服强度,结果见表 3,符合 GB/T 9711-2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》标准规定。依据标准 GB/T 229-2020《金属夏比缺口冲击试验方法》对管体进行夏比冲击试验,结果见表 4,符合标准 GB/T 9711-2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》规定。

# Table 3. Tensile strength test results 表 3. 拉伸强度测试结果

部位	屈服强度 Rt0.5 MPa	抗拉强度 R <sub>m</sub> MPa	断后伸长率 A50 %	屈服比
直管区	400	530	32.5	0.75
弯头区	387	511	25.3	0.76
GB/T9711-2017	360~530	460~760	≥25	<0.93

### Table 4. Impact test results

表 4. 冲击测试结果

部位	取样方法	缺口 类型	冲击尺寸 (mm)	试验温度 (℃)	冲击吸收能量 KV <sub>2</sub> J
直管区	横向	V	$5\times10\times55$	0	136 126 136
	纵向	V	$5\times10\times55$	0	166 159 159
弯头区	横向	V	5  imes 10  imes 55	0	102 107 115
	纵向	V	$5\times10\times55$	0	132 124 126
GB/T9711-2017	-	-	-	-	>40

# 4. 防腐层理化测试与形貌分析

管道建设时根据模拟结果,选用长期工作最高温度不超过 50℃的常温型热缩套,3PE 防腐层具体由 熔结环氧粉末底层、中间层胶粘剂和聚乙烯外层组成;焊缝补口防腐层由熔结环氧粉末底层和辐射交联 聚乙烯热缩带组成。根据现场反馈资料,管线在建设施工过程中,部分管线补口处外防腐未严格按照施 工程序进行涂刷环氧底漆,底漆施工质量较差。此次分析弯管外腐蚀严重,已无法观察到底漆情况,主 要针对中间层胶粘剂和聚乙烯外层进行了检测分析。

对 3PE 防腐层中间层(胶粘剂层)进行取样检测分析,结果显示,胶粘剂层玻璃化转变温度、结晶 温度、微卡软化点、密度指标均已经不满足 GBT 23257-2009《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》标准规 定。胶粘剂层玻璃化转变(非晶聚合物力学状态在玻璃态与高弹态之间的转变)温度测试中,在-90℃ ~23℃无 Tg 特征曲线,即在此温度区间没有发生玻璃化转变过程,说明样品可能具有更低的玻璃化转 变温度或者结晶度增加,微晶彼此相连,形成连续结晶相,无法观测出明显的玻璃化转变温度。结晶 温度检测为 60℃,出现了结晶现象,而技术指标要求是不结晶,说明样品使用后晶化程度升高,表明 分子链结构中处于晶态链段含量增加,非晶态分子链发生晶化,含量降低。此外,微卡软化点降低, 即耐温性降低,密度升高。总体表明胶粘剂层老化严重,导致脆化易开裂、失去粘结力,与管体发生 了剥离[3] [4]。

对 3PE 防腐层外层(聚乙烯层)进行取样检测分析,结果表明,外聚乙烯(PE)层整体未见明显破损,密度满足标准要求,微卡软化点 107℃,低于标准 3℃。

## 5. 微观形貌及产物分析

### 5.1. 腐蚀形貌分析

从管体不同部位分别取 3 组试样,进行微观形貌观察,结果见图 2~图 4,试样表面附着大量腐蚀产物,腐蚀产物结构疏松多孔隙和微裂纹,难以有效阻挡介质的渗透,对基体保护作用低。高倍下清晰观

49



Figure 2. Microstructure of 1# sample 图 2. 1#样微观形貌



**Figure 3.** Microstructure of 2# sample **图 3.** 2#样微观形貌



Figure 4. Microstructure of 3# sample 图 4. 3#样微观形貌

## 5.2. 腐蚀产物截面分析

从腐蚀产物截面形貌来看,取样部位产物厚度达到 3.8 mm,从内层到外层,产物形貌特征无显著变

化, 目组成元素以 O 和 Fe 为主, 整个厚度方向均匀分布, 说明整个腐蚀过程均以氧腐蚀为主导。

### 5.3. 腐蚀产物成分分析

从管体不同部位取 3 组产物样进行 XRD 成分分析,结果表明,腐蚀产物均为 Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>和 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> 主要为黑色,Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 主要为红棕色,这也与管体外壁宏观上腐蚀产物的颜色特征相吻合。

### 6. 原因分析

(1) 对失效样品外观宏观检测,在防腐层下,管体表面堆积大量黑色、棕色腐蚀产物层,产物层湿润 疏松,呈块状脱落后可见管壁基体大量的腐蚀坑窝,最薄壁厚处约 6.72 mm,减薄 5.28 mm,金属损失达 44%,局部腐蚀速率高达 0.63 mm/a,属极严重腐蚀(GB/T 23258-2020,0.38 mm/a);内壁表面总体平整,无明显局部腐蚀减薄迹象。

(2) 对 L360QS 无缝钢管母材成分、金相组织、硬度、抗拉强度、冲击韧性进行了测试,均符合标准 GB/T 9711-2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》的规定。

(3) 对失效样品 3PE 防腐层分析检测,防腐层尤其是中间胶粘剂层脱粘严重,脆化易剥离开裂,外 聚乙烯层完整性良好,底层环氧粉末涂层也未起到良好腐蚀防护作用,防腐层整体状况等级差,使得弯 管外壁发生了严重腐蚀。从防腐层材质理化分析结果来看,中间胶粘剂层老化严重,多项指标已不满足 GBT 23257-2009《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》标准规定。外层聚乙烯老化程度相对较轻。

(4) 从腐蚀微观形貌和产物成分来看,主要发生了氧腐蚀,腐蚀产物主要为 Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>和 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>,产物层 结构疏松多孔隙和微裂纹,难以有效阻挡介质的渗透。其原因推测为雨水来临时,土壤中的水在重力作 用下渗透,易通过防腐层与管体缝隙流入防腐层下积聚,水中的溶解氧与管材金属基体发生了氧腐蚀,腐蚀过程中还存在缝隙腐蚀、垢下腐蚀的氧浓差、闭塞电池自催化作用加速腐蚀进程。氧腐蚀是溶液中 的中性氧分子在阴极上还原反应引起的电化学腐蚀,在酸性、碱性和中性条件下都能发生作用。根据文 献资料,相同溶解量条件下,氧对金属的腐蚀速率约是 CO<sub>2</sub>腐蚀的 80 倍,约是 H<sub>2</sub>S 腐蚀的 400 倍。通常 氧在水中的溶解度约 5 至 15 ppm, ppm 级的氧就易对金属造成严重腐蚀。氧腐蚀的形态一般表现为:溃疡和小孔型的局部腐蚀,其腐蚀的产物表现为黄褐、黑色、砖红色不等。

(5) 根据现场反馈资料,管线外防腐工艺为常温型(耐温 50℃)三层结构辐射交联聚乙烯热收缩带,而管线实际运行温度尤其是出口端普遍高于 50℃,导致热缩套内粘结剂层(热熔胶)老化剥离。并且部分管线补口处外防腐未严格按照施工程序进行涂刷环氧底漆。

管线还采用了阴极保护防腐措施, 阴保能够起效的关键是阴极与阳极能够通过大地使电路闭合, 但 由于防腐层外层整体完好, 未产生破损点, 故阴保无法起到有效保护。此外, 在常用防腐层检测手段中, 直接接触式的电火花检漏仪、非开挖的 PCM 检测, 其原理主要基于外防腐层有破损点时, 脉冲信号或电 流信号通过大地形成回路, 基于接收电流信号, 反映防腐层破损情况。由于外层聚乙烯本身未破损, 且 土壤含水率偏低的情况下, 仅是内部胶粘剂失效, 无法实现电联通, 所以绝缘层检测无法检测出来, 保 护电位也看出不变化。

现场检测数据显示,外腐蚀分布主要有两大特点:一是主要分布在管线起始段,主要由于管线起始 段温度高,内层老化剥离严重,随着沿线温降,防腐层失效情况减轻,故腐蚀减弱。二是腐蚀严重段主 要位于山坡等管体与水平面倾角较大地段,因为土壤含水率低,土壤电阻率大,阴极保护效果差。此外, 环氧底漆完好的管段,腐蚀相对轻微。

综合上述分析,并结合现场资料,管线腐蚀原因为:管线投运后高温运行(防腐层设计温度为 50℃, 实际运行温度高于 50℃),导致内部粘结剂层老化剥离,加以补口处环氧底漆施工质量参差不齐,土壤游 离水通过防腐层与管体缝隙流入防腐层下积聚,水中的溶解氧与管材金属基体在高温环境下发生了严重

氧腐蚀。且由于外部聚乙烯层包裹完好,其电流屏蔽使得阴保无法起到保护作用,从而造成防腐层下管体严重的外腐蚀。

# 7. 结论及建议

### 7.1. 结论

失效直接原因为管体外壁发生了严重的氧腐蚀,根本原因管线运行温度(>50℃)超过防腐层设计耐温 能力,导致防腐层老化严重,失去保护作用。

## 7.2. 建议

- (1) 提高防腐层高温下的稳定性能, 耐温性设计方面考虑一定的安全裕量。
- (2) 优化管线运行温度,避免高温加速防腐层的老化和管体腐蚀。

# 参考文献

[1] 黄佳建,马树春,李红菊,等. 某中温过热器管道的腐蚀原因[J]. 腐蚀与防护, 2022, 43(4): 74-77.

- [2] 李永强, 张晔, 岑媛媛, 等. 混输管线失效原因简析[J]. 现代制造技术与装备, 2019(3): 184-186.
- [3] 范小岗. 天然气长输工程外腐蚀失效问题研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(16): 10-12.
- [4] 王留彬,李佳铮,李景葶,等.在役管线防腐层大修施工工艺可行性分析[J]. 全面腐蚀控制, 2024, 38(9): 200-202.

李静