

失效分析

L485M 输气管道水压试验泄漏原因分析

聂向晖^{1,2}, 李维星³, 韩华刚^{1,2}, 刘永振⁴,
丰振军^{1,2}, 余国民^{1,2}

(1. 中国石油集团工程材料研究院有限公司, 西安 710077; 2. 北京隆盛泰科石油管科技有限公司,
北京 100101; 3. 国家管网集团南山(山东)天然气有限公司, 山东 烟台 264000;
4. 安阳中科工程检测有限公司, 河南 安阳 455111)

摘 要: 针对某 L485M 钢级输气管道在水压试验中发生泄漏的现象, 对泄漏部位进行了外观检验、理化性能及腐蚀产物分析。结果显示, 该管线泄漏点位于管道 6 点钟位置, 管线内壁腐蚀严重, 主要表现为全面腐蚀及较深的腐蚀坑; 泄漏的主要原因是由于土壤及水等进入管道, 钢管内壁受腐蚀减薄, 钢管承载能力下降, 当试验压力大于钢管承载能力时, 钢管开裂泄漏。对于新建管线, 建议及时进行管道内部清理, 避免对钢管内壁造成腐蚀, 对于不能及时投入使用的新建管线, 应在内部清理、干燥后进行封堵, 避免泥土及水分等进入管线内部而导致腐蚀。

关键词: 输气管线; 水压试验; 泄漏; 腐蚀; 腐蚀产物分析

中图分类号: TG174.1

文献标识码: B

DOI: 10.19291/j.cnki.1001-3938.2022.10.009

Cause Analysis of L485M Gas Transmission Pipeline Leakage during the Hydrostatic Test

NIE Xianghui^{1,2}, LI Weixing³, HAN Huagang^{1,2}, LIU Yongzhen⁴, FENG Zhenjun^{1,2}, YU Guomin^{1,2}
(1. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China; 2. Beijing Longsheng Taike Petroleum Pipe Technology Co., Ltd., Beijing 100101, China; 3. PipeChina Nanshan(Shandong) LNG Co., Ltd., Yantai 264000, Shandong, China; 4. Anyang Zhongke Engineering Detecting Co., Ltd., Anyang 455111, Henan, China)

Abstract: The causes of leakage in L485M steel gas transmission pipeline during hydrostatic test were investigated by appearance inspection and analysis of physical and chemical properties and corrosion products. The leakage point of the pipeline is located at the 6 o'clock position of the pipeline. The corrosion of the inner wall of the pipeline is serious, mainly manifested as comprehensive corrosion and deep corrosion pit. The main reason for leakage in hydraulic test of the pipeline is that soil and water enter the pipeline, the inner wall of the steel pipe is corroded and thinned, and the bearing capacity of the steel pipe decreases. When the test pressure is greater than the bearing capacity of the steel pipe, the steel pipe cracks and leaks. For the new pipeline, it is recommended to clean the pipeline in time to avoid corrosion on the inner wall of the steel pipe. For the new pipeline that cannot be put into use in time, it should be cleaned and dried inside and blocked to prevent soil and moisture from entering the pipeline and causing corrosion.

Key words: gas transmission pipeline; hydrostatic test; leakage; corrosion; corrosion products analysis

0 前 言

管道运输是继公路、铁路、水运和航空之后的第五大运输方式, 已有 100 多年的发展历史,

目前全球 80% 以上的原油及 95% 以上的天然气均采用管道运输。自 20 世纪 50 年代新疆克拉玛依至独山子第一条原油管线建成以来, 我国管线建设得到了长足发展。特别是“十一五”以来,

油气管线建设迅速发展,2021 年底我国油气管道总里程达 16.5 万 km,全球排名第三,2025 年我国长输管道总里程预计将超 24 万 km^[1-3]。油气管道安全事关国计民生,管道安全事故会严重影响下游能源供应及沿线人民生命财产安全。影响管道安全的因素主要包括自然灾害、人为破坏及管道腐蚀,其中腐蚀的影响最为严重^[4-8]。

1 事故概况

某新建天然气管道在水压试验过程中,当压力升至 6.5 MPa 后,水压逐渐下降。现场随即停止水压试验并开始查找泄漏点,结果发现管道泄漏处位于一地势低洼的水塘中。开挖后发现,管道泄漏发生在钢管管体 6 点钟附近部位,如图 1 所示。

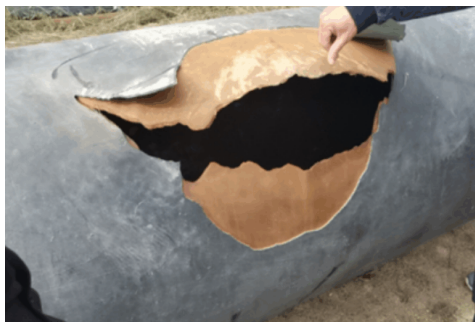


图 1 泄漏部位形貌

该天然气管道设计压力为 7.5 MPa,采用 L485M 钢级 $\Phi 813 \text{ mm} \times 11.1 \text{ mm}$ 3LPE 防腐螺旋缝埋弧焊钢管,钢管于 2014 年 10 月生产,现场施工焊接和敷设时间为 2015 年 1 月。由于其他原因,管道敷设后一直未投入使用。

2 外观检验

泄漏部位管段去除防腐层后外壁形貌如图 2 所示,钢管撕裂开口长度约 900 mm,基本沿钢管轴向扩展,在防腐层保护下,钢管外壁良好,未见明显的腐蚀迹象。钢管内部堆积有大量泥沙,清理后发现撕裂部位及其附近钢管内壁存在一处长度约 3 000 mm (轴向)、宽度约 700 mm (周向) 的严重腐蚀区,如图 3 所示,该区域壁

厚减薄明显,最薄处平均壁厚约 6.2 mm。此外,内壁还存在大量的腐蚀坑,其中最深的腐蚀坑深度约 8.1 mm,如图 4 所示。钢管内壁其他部位腐蚀较为轻微,亦未见明显的腐蚀坑。



图 2 去除防腐层后泄漏部位钢管外壁形貌

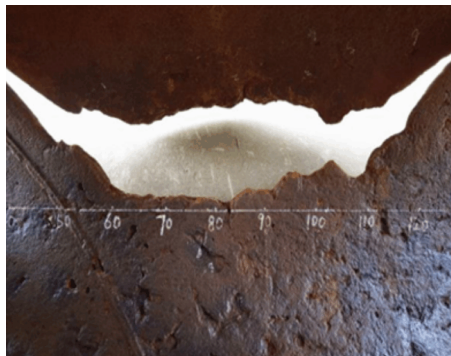
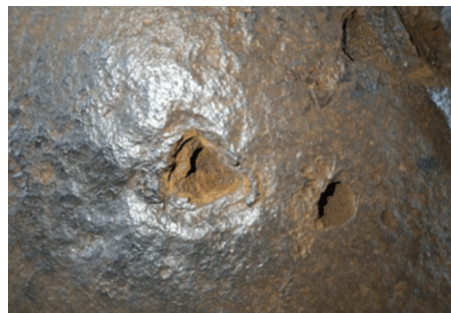


图 3 泄漏部位内壁形貌



(a) 腐蚀坑深度 8.1 mm



(b) 腐蚀坑深度 7.4 mm

图 4 钢管内壁腐蚀坑形貌

3 理化性能试验及腐蚀产物分析

3.1 理化性能试验

查阅该钢管质量证明文件,其理化性能、壁厚等几何尺寸均满足相关标准要求,为了进一步验证钢管的性能指标、分析钢管泄漏原因,

在钢管未遭受严重腐蚀的部位处取样进行理化检验,包括化学成分分析、拉伸试验、冲击试验、落锤撕裂试验、维氏硬度试验和冷弯试验等。经检验,该钢管的化学成分及完好部位的管体和焊缝力学性能均能满足技术规格书要求,理化性能检测结果见表 1、表 2。

表 1 钢管管体化学成分分析结果

试样	化学成分/%													
	w(C)	w(Mn)	w(P)	w(S)	w(Si)	w(Cr)	w(Mo)	w(Ni)	w(Nb)	w(V)	w(Ti)	w(Al)	w(Cu)	w(N)
管体	0.069	1.53	0.007 8	0.001 9	0.13	0.24	0.003 4	0.009 7	<0.064	0.048	0.013	0.032	0.016	0.003 8
技术要求	≤0.09	≤1.60	≤0.020	≤0.005	≤0.35	≤0.25	≤0.30	≤0.30	≤0.11	≤0.06	≤0.025	<0.06	≤0.25	≤0.008

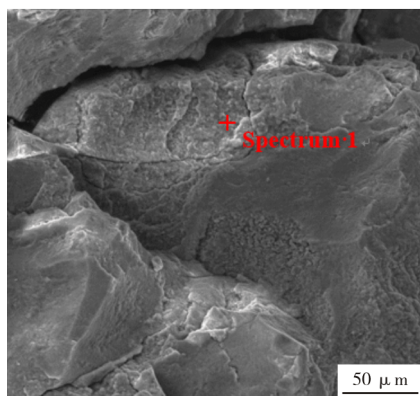
表 2 钢管力学性能检测结果

项目	$R_{0.5}$ /MPa	R_m /MPa	$R_{0.5}/R_m$	A_1 /%	C_V /J ($-20\text{ }^{\circ}\text{C}$)		S_A /%		HV_{10}
					单值	均值	单值	均值	
管体	505	584	0.86	29	320、356、338	338	100、100	100	173~261
焊缝	—	634	—	—	174、160、172	169	—	—	
热影响区	—	—	—	—	202、198、202	201	—	—	
技术要求	485~635	≥570	≤0.90	≥18	管体≥190;焊缝及热区≥90		≥70	≥85	≤265

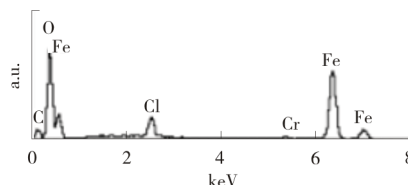
3.2 腐蚀产物分析

采用 VEGA3 TESCAN 扫描电镜和 INCA 360 EDS 能谱仪,对钢管内壁蚀坑内的腐蚀产物进

行能谱分析,结果如图 5 所示。由分析结果可以看出,内壁腐蚀坑表面 Cl 元素含量均较高,其余未见异常元素能谱。



(a) 检测位置



元素	质量百分比/%	原子百分比/%
C K	5.56	11.94
O K	37.53	60.49
Cl K	4.74	3.45
Cr K	1.06	0.52
Fe K	51.11	23.60
合计	100.00	

(b) 检测结果

图 5 内壁蚀坑内腐蚀产物能谱分析结果

采用 Bruker D8 ADVANCE 型 X 射线衍射仪,对泄漏部位和钢管管端处的腐蚀产物进行 XRD 分析,结果如图 6 所示。由 XRD 分析结果可以看出,两部位的检测结果基本相同,腐蚀产物主要包括 SiO_2 及 FeO 、 Fe_2O_3 、 Fe_3O_4 ,其中 SiO_2 主要来源于钢管内壁沉积的泥沙,而铁的氧化物则为钢管内壁腐蚀产物。

在 Fe 的腐蚀产物中,FeO 的吉布斯自由能最高,属于热力学不稳定相,一般情况下优先生成,其余顺次为 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 、 $\gamma\text{-FeOOH}$ 、 $\alpha\text{-FeOOH}$ 、 Fe_2O_3 和 Fe_3O_4 。即 Fe 基体首先被氧化成 Fe^{2+} ,生成 FeO 和 $\text{Fe}(\text{OH})_2$,然后继续被氧化成 Fe^{3+} ,生成 $\gamma\text{-FeOOH}$ 和 $\alpha\text{-FeOOH}$,最终形成稳定的腐蚀产物 Fe_2O_3 和 Fe_3O_4 。^[9]

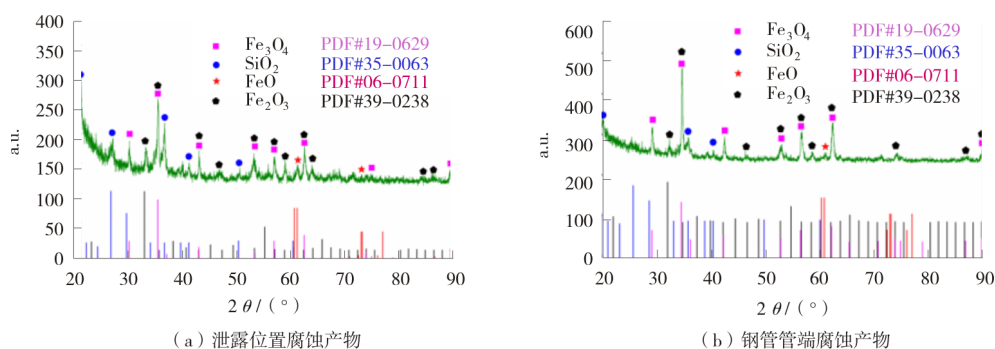


图 6 钢管内壁腐蚀产物 XRD 分析结果

4 分析与讨论

从图 2 可以看出, 钢管外壁在防腐层的保护下未见明显腐蚀, 腐蚀主要发生在钢管内壁, 该钢管泄漏部位位于地势低洼的水塘中, 正是管内泥、沙、水等污物易于积聚的部位, 切管后该部位存在大量的泥沙, 泥沙下形成了一个 700 mm×300 mm 的严重腐蚀区域。

从图 3、图 4 可以看出, 管道内壁的腐蚀, 既包括全面腐蚀, 又包括局部腐蚀。金属管道的腐蚀主要为电化学腐蚀, 产生电化学腐蚀的原因多种多样, 新旧管道的连接、不同成分管道的连接、管道金属物理状态不均匀、金属表面状态差异、金属表面氧浓度差异等都会引发电化学腐蚀^[10-12]。

该腐蚀是典型的土壤腐蚀, 土壤腐蚀是电化学腐蚀的一种, 其发生的先决条件是在金属表面有电解质溶液的存在^[13]。土壤是一种复杂的混合物, 包括有机物及盐分等多种物质, 含水后其盐分溶于水, 成为电解质溶液, 在金属表面形成电解质薄膜, 薄膜下裸露的金属表面, 由于电极电位的差异形成许多微小的阴极和阳极, 构成无数个腐蚀微电池, 一般情况下, 这些腐蚀原电池在金属表面是随机分布的, 并且位置也不断变化, 继而形成全面腐蚀^[14]。

受土壤结构及含水量差异的影响, 在金属表面不同部位氧含量不同, 形成腐蚀宏电池, 其中透气良好、电解液膜较薄的部位氧浓度大, 金属的电极电位高, 是电化学腐蚀中的阴极区, 阴极区主要发生 $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{OH}^-$ 还原反应, 该部位金属不发生腐蚀; 而透气不良或电解液膜较厚的部位氧浓度小, 金属电极电位低, 成为电化学腐蚀的阳极区, 阳极发生 $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ 溶解反应遭

受腐蚀^[15]。对于这种宏电池腐蚀, 其阴极和阳极的位置一般是固定的。在腐蚀过程中, 阳极区的腐蚀产物沉积在金属表面, 沉积物内部缺氧促进了阳极过程的进展, 且由于该宏电池具有大阴极、小阳极的特点, 所以沉积物下腐蚀不断加剧, 二次腐蚀产物 ($\text{Fe}^{2+} + 2\text{OH}^- \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_2$) 和沉积物堆积在一起, 逐步发展为闭塞电池形成腐蚀坑。在后续的腐蚀过程中, 由于腐蚀坑内的自催化作用, 蚀坑内电解液的 pH 值逐渐下降, 从而形成酸性环境而加剧了蚀坑的扩展。蚀坑内金属持续溶解, 使蚀坑内 Fe^{2+} 不断增加, 为保持电中性, 蚀坑外 Cl^- 等阴离子向孔内迁移, 孔内 Cl^- 浓度升高, 这样使蚀坑以自催化的方式发展, 蚀坑的直径及深度不断增加。

从图 3、图 4 可见, 该管线泄漏部位受土壤腐蚀的影响发生了明显的全面腐蚀及局部深坑状的点蚀, 其中腐蚀严重区域处的平均壁厚约 6.2 mm, 内壁腐蚀坑最大深度约 8.1 mm。由公式 (1) 可以大致计算不同壁厚的钢管水压试验时的爆破压力。

$$P = \frac{2St}{D} \quad (1)$$

式中: P ——钢管承压水平, MPa;

S ——钢管抗拉强度, 为 586 MPa;

t ——钢管壁厚, mm;

D ——钢管外径, 813 mm。

将钢管名义壁厚 11.1 mm、腐蚀严重区域处的平均壁厚 6.2 mm 及最深腐蚀坑处剩余壁厚 3 mm 分别带入式 (1), 计算不同条件下的钢管爆破压力分别为 16.0 MPa、9.2 MPa 和 4.3 MPa, 表明腐蚀减薄严重影响了钢管的承载能力。

从上述试验及分析结果可以看出, 泄漏钢管的化学成分、力学性能等指标满足钢管技术规格书要求。该管线在水压试验中开裂泄漏的主要原因是施工中未及时清理或施工后管线未及时封堵, 导致其

内部低洼处泥沙的聚集,其内壁发生土壤腐蚀,管线内壁腐蚀减薄并形成大量的腐蚀坑,钢管承载能力下降,在水压试验中,当试验压力大于钢管承载能力时,引起钢管局部变形,直至开裂泄漏。此外钢管内壁大量蚀坑的存在,在水压试验中产生局部应力集中,也诱发了裂纹的萌生及扩展。

5 结论与建议

(1) 泄漏钢管理化检验结果表明,其化学成分、力学性能等指标满足技术规格书要求。

(2) 水压试验泄漏处位于管线低洼处钢管 6 点钟部位,易于沉积泥污及水分,该部位土壤腐蚀严重,主要表现为全面腐蚀及较深的腐蚀坑。

(3) 该管线水压试验泄漏的主要原因是管线内壁腐蚀减薄,钢管承载能力下降,当试验压力大于钢管承载能力时,钢管开裂泄漏。

(4) 对于新建管线,应及时清理内部泥污,避免对钢管内壁造成腐蚀,对于建成但未及时投入使用的管线,内部清理干燥后对管线进行封堵,避免泥土及水分进入管线内部导致其腐蚀。

参考文献:

- [1] 李秋扬,赵明华,任学军,等. 中国油气管道建设现状及发展趋势[J]. 油气田地面工程,2019,38(21):14-17.
- [2] 辛艳萍. 中国油气管道技术现状及发展趋势分析[J]. 天然气与石油,2020,38(2):26-30.

- [3] 李秋扬,赵明华,张斌. 2020 年全球油气管道建设现状及发展趋势[J]. 油气储运,2021,40(12):1330-1337.
- [4] 董绍华. 中国油气管道完整性管理 20 年回顾与发展建议[J]. 油气储运,2020,39(3):241-261.
- [5] 吴志平,陈振华,戴联双,等. 油气管道腐蚀检测技术发展现状与思考[J]. 油气储运,2020,39(8):851-860.
- [6] 刘秀晨,安成强. 金属腐蚀学[M]. 北京:国防工业出版社,2002:159.
- [7] 吴志平,陈振华,戴联双,等. 油气管道腐蚀检测技术发展现状与思考[J]. 油气储运,2020,39(8):851-860.
- [8] 刘秀晨,安成强. 金属腐蚀学[M]. 北京:国防工业出版社,2002:159.
- [9] 聂向晖,李云龙,李记科,等. Q235 碳钢在滨海盐土中的腐蚀形貌、产物及机理分析[J]. 材料工程,2010(8):24-28.
- [10] 何文新. 油气管道腐蚀的特点及防护措施探析[J]. 全面腐蚀控制,2021,35(8):87-89.
- [11] 冯硕. 油气管道腐蚀分析及其防腐质量控制策略[J]. 全面腐蚀控制,2021,35(8):62-63.
- [12] 刘英义,贾宏斌,张红梅,等. 高钢级 X80 管线钢土壤腐蚀行为的研究[J]. 热加工工艺,2015,44(8):57-60.
- [13] 李侠. 油气管道腐蚀检测与修复技术分析[J]. 全面腐蚀控制,2021,35(4):67-70.
- [14] 郑新侠. X60 管线钢土壤腐蚀的统计分析[J]. 西安石油大学学报,2020,25(2):99-102.
- [15] 聂向晖,王高峰,赵金兰,等. HFW 焊管在 NS4 及鹰潭土壤模拟溶液中的腐蚀及机理分析[J]. 焊管,2014,37(4):18-22.

作者简介:聂向晖(1972—),男,河南人,高级工程师,现主要从事石油管材无损检测及失效分析工作。

收稿日期:2022-06-07

编辑:罗 刚

聚集连续管产业优势 推动连续管产业高质量发展

为更好发挥宝鸡市连续管产业一体化优势,夯实连续管产业基础,培育连续管工程技术一体化服务新业态,2022年9月28日,宝鸡市连续管产业联盟座谈会在宝鸡石油钢管有限责任公司召开,宝鸡地区10余家连续管相关企业参加了会议。

近年来,宝鸡市在连续管国产化发展过程中取得了突出的成绩,产品种类多、技术优势强,形成了国内唯一的集连续管材、作业车、作业工具为一体的全产业链发展基地,在国内连续管配套设计方面具有较雄厚的综合实力及独特优势。宝鸡石油钢管有限责任公司作为新中国焊管发源地,建厂60多年来,以“打造石油装备国之利器”为责任使命,在连续管方面积累了雄厚的技术实力及独特的产业优势。自2009年建成亚洲第一条连续管生产线以来,成功研制出HO70、CT80~CT150以及变壁厚、穿电缆等系列连续管产品,形成了3大类20余种连续油管产品,并拥有自己的连续管作业服务队,是目前我国唯一集产品研发、生产制造、检测评价和技术服务于一体的专业化连续管综合制造服务商。

此次会议搭建了企业信息共享、业务合作、联合研发的交流平台,为共同推进“连续管+工具+井下作业”工程技术一体化服务、不断提升连续管产业协同发展和技术进步做出了贡献。

(供稿 中油国家石油天然气管材工程技术研究中心有限公司)