

失效分析

某输油管道腐蚀穿孔失效原因分析*

王 琳, 范玉然, 何金昆

(中国石油天然气管道科学研究院有限公司, 河北 廊坊 065000)

摘 要: 为了研究某输油管道腐蚀穿孔的失效原因, 对腐蚀穿孔管段进行了理化性能检测以及腐蚀产物分析。结果表明, 管道腐蚀穿孔失效主要是由于管道内壁垢层下方发生严重局部腐蚀而造成。由于穿孔处管段位于管线下坡的低点处, 且油管内介质流速很低, 在输送过程中管内油水在穿孔处管段底部会发生分层, 导致管段底部的管壁与水接触而发生较为严重的腐蚀; 并且介质中的砂石颗粒也易于在该处沉积, 砂石颗粒与腐蚀产物膜相互掺杂形成了较厚的垢层, 垢层表面存在较多孔洞, 有孔洞的垢层下方更容易发生局部腐蚀, 从而导致管体腐蚀穿孔。

关键词: 输油管道; 腐蚀穿孔; 失效分析; 腐蚀产物; H_2S 腐蚀; CO_2 腐蚀

中图分类号: TE988.2

文献标识码: B

DOI: 10.19291/j.cnki.1001-3938.2022.03.010

Corrosion Perforation Failure Analysis of Oil Pipeline

WANG Lin, FAN Yuran, HE Jinkun

(China Petroleum and Natural Gas Pipeline Research Institute Co., Ltd., Langfang 065000, Hebei, China)

Abstract: In order to study the failure causes of oil pipeline corrosion perforation, the physical and chemical properties and corrosion products of the corrosion perforation pipe section were tested. The results show that the failure of pipeline corrosion perforation is mainly caused by serious local corrosion under the scale layer on the inner wall of the pipeline. Because the pipe section at the perforation is located at the low point of the slope pipeline and the medium flow rate in the oil pipe is very slow, the oil and water in the pipe will be stratified at the bottom of the pipe section at the perforation during transportation, resulting in serious corrosion due to the contact between the pipe wall at the bottom of the pipe section and water. Moreover, the sand and stone particles in the medium are also easy to deposit here. The sand and stone particles and the corrosion product film are doped with each other to form a thicker scale layer. There are many holes on the surface of the scale layer, and local corrosion is more likely to occur below the scale layer with holes, resulting in corrosion perforation of the pipe body.

Key words: oil pipeline; corrosion perforation; failure analysis; corrosion products; H_2S corrosion; CO_2 corrosion

1 概 述

管道输送是石油和天然气资源最便捷的运输方式之一^[1-2]。近年来, 随着国内外苛刻环境条件的油气田相继投入开发, 输油管道在服役

过程中极易出现腐蚀、弯曲、表面损伤、开裂等问题^[3-5], 导致管道泄漏、断裂、着火等事故发生, 造成环境污染或者人身伤亡。因此, 研究管道泄漏失效原因对确保管道安全运营具有重要意义^[6]。

*基金项目: 山东联合能源管道输送有限公司“烟淄输油管道腐蚀研究及冷热原油交替输送研究”(项目编号 GDJGC-YJY-2022-JS-019)。

非洲某油田 S 井于 2011 年完井试油，2019 年发现 $\Phi 168.3\text{ mm}\times 5.6\text{ mm}$ 输油管道泄漏，经检测发现泄漏位置位于站外管线下坡低点处的管道底部，其宏观形貌如图 1 所示。管道设计压力为 4.5 MPa，实际运行压力为 0.8~1.4 MPa。管道输

送介质为油气水，含水率为 1%~14%，管内介质流速为 0.03~0.08 m/s。详细气体组分和现场水质分析结果分别见表 1 和表 2，其中表 1 为管道初始设计时气体条件，后期油田生产过程中间歇性检测出含有少量 H_2S 。

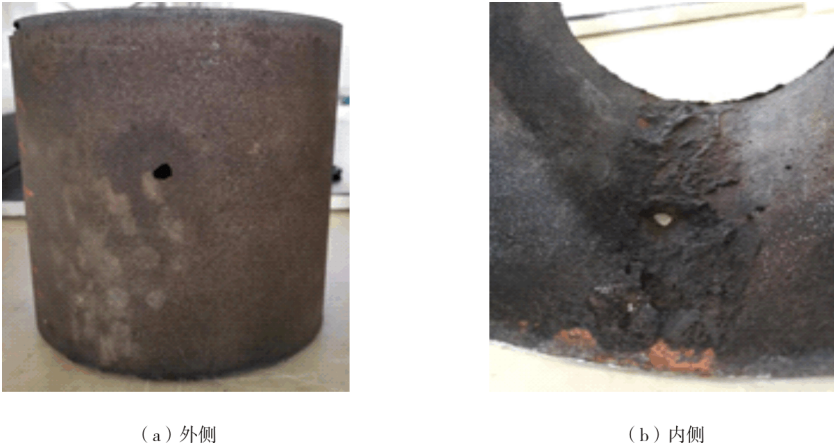


图 1 管道泄漏位置宏观形貌

表 1 管道初始设计时气体组分分析结果（摩尔分数）%

H_2S	CO_2	N_2	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷
0	5.28	2.03	88.6	2.41	0.96	0.31	0.22	0.09	0.04	0.03

表 2 管道泄漏位置现场水质分析结果

阴离子/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)					阳离子/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)			pH 值	总矿化度/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	以 CaCO_3 计算的水质/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)		水型
CO_3^{2-}	HCO_3^-	OH^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$			总硬度	总碱度	
0	833.93	0	132.53	69.86	20.58	5.20	400.31	7.49	1 462.41	72.80	684.01	NaHCO_3
0	1 212.07	0	195.30	82.19	13.72	6.24	595.38	7.77	2 104.90	59.95	994.17	NaHCO_3
0	810.30	0	132.53	57.53	22.63	2.91	387.47	7.43	1 413.37	68.52	664.62	NaHCO_3

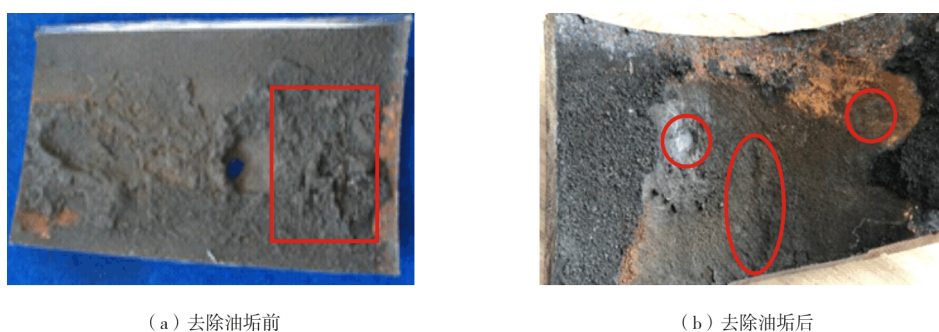
2 失效油管理化检验

2.1 外观检测

通过图 1 可知，泄漏管道外壁未见明显的腐蚀痕迹，而管内壁局部有严重腐蚀，因此造成管道穿孔泄漏。沿管段底部轴向覆盖有一层较厚且起伏不平的黑色垢类物质，垢层厚度多为 1~2 mm，最厚处约 5 mm，垢层宽度约为 60 mm。腐蚀穿孔处的垢类物质可能在穿孔后受到管内介质冲刷而脱落。由于垢层仅在管线下坡低点处管段底部位置出现，因此推测垢层可能由油管介质内的沉积物、结垢或腐蚀产物

而共同形成。

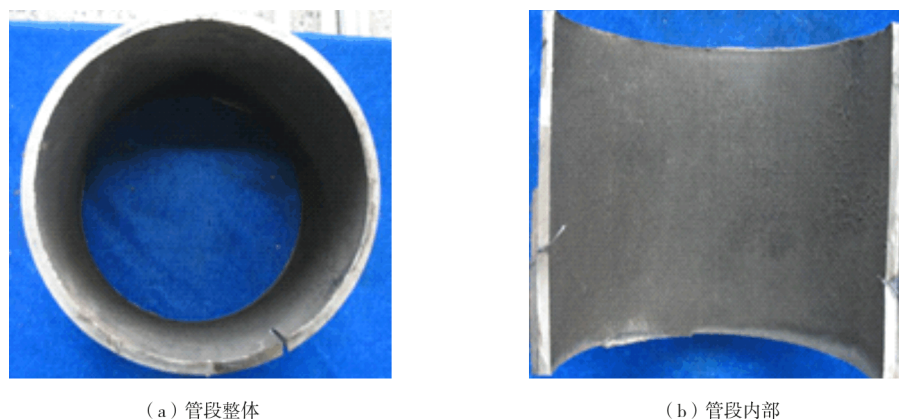
腐蚀穿孔位置附近垢层下局部腐蚀形貌如图 2 所示。经观察，管段底部垢层较为疏松，某些位置处的垢层存在肉眼可见的孔洞，如图 2 中红色区域所示，因此垢层对底部的管体不能起到较好的保护作用。在这些疏松的垢层下方，伴随有明显的局部腐蚀发生。距穿孔位置 300 m 处管段的形貌如图 3 所示，在较为致密的垢层下方以及垢层以外的位置未发现明显的局部腐蚀，说明局部腐蚀（穿孔）的发生与疏松的垢层密切相关，初步判定是由垢下腐蚀而引起的严重局部腐蚀穿孔。



(a) 去除油垢前

(b) 去除油垢后

图 2 腐蚀穿孔位置附近垢层下局部宏观腐蚀形貌



(a) 管段整体

(b) 管段内部

图 3 距腐蚀穿孔位置 300 m 处管段宏观形貌

2.2 管材化学成分分析

依据标准^[7]对管材进行化学成分分析, 分析结果见表 3。根据标准^[7]规定, 除表 3 中列出的管材化学成分要求外, 管材的化学成分还要求 $w(\text{Nb}+\text{V}) \leq 0.06\%$ 、 $w(\text{Nb}+\text{V}+\text{Ti}) \leq 0.15\%$ 。经对比, 该管材化学成分均符合标准要求。

表 3 管材化学成分

项目	化学成分/%						
	$w(\text{C})$	$w(\text{Mn})$	$w(\text{P})$	$w(\text{S})$	$w(\text{V})$	$w(\text{Nb})$	$w(\text{Ti})$
测试值	0.245	0.440	0.005	0.009	0.008	0.005	0.002
标准要求	≤ 0.28	≤ 1.20	≤ 0.03	≤ 0.03			

2.3 力学性能检测

失效管段为 API 5L B 级别钢制成的无缝钢

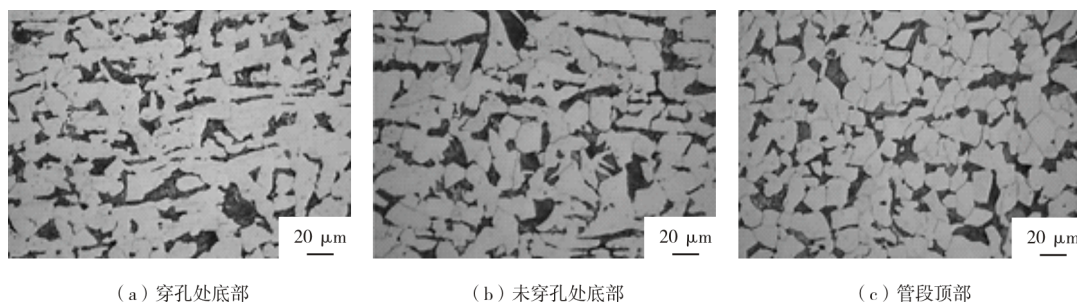
管。依据标准对管材的拉伸性能进行了检测^[7-8], 结果见表 4。通过与标准值对比, 发现该管材拉伸性能符合标准要求。

表 4 管材拉伸性能

项目	拉伸性能		
	屈服强度/MPa	抗拉强度/MPa	断裂伸长率/%
测试值	386	507	33.5
标准要求	≥ 245	≥ 415	≥ 12.4

2.4 管材金相组织分析

管材的正常组织为细小均匀的铁素体+珠光体。在腐蚀穿孔管段不同位置取样进行金相分析, 结果如图 4 所示, 由图 4 可知, 管材的金相组织均由铁素体+珠光体组织构成, 且两相分布均匀, 相



(a) 穿孔处底部

(b) 未穿孔处底部

(c) 管段顶部

图 4 腐蚀穿孔管段不同位置处组织形貌

比于其他位置,穿孔底部位置处未见组织夹杂物,因此,局部腐蚀穿孔并非由于组织引起。

3 腐蚀产物分析

管道腐蚀穿孔位置附近的表面垢层及腐蚀产物膜的XRD分析结果如图5所示。结果表明,管段底部穿孔位置的垢层主要由FeS、FeCO₃及SiO₂组成。通过能谱分析,在垢层中并未检测出Ca、Mg等元素,由此可见,垢层主要是由沉降的砂石(SiO₂)和腐蚀产物(FeS、FeCO₃)相互掺杂形成的,并非由水质结垢而形成。此外,从衍射峰的相对强度来看,垢层中的组分以FeCO₃以及沉积的砂石(SiO₂)为主,FeS的含量相对较少。

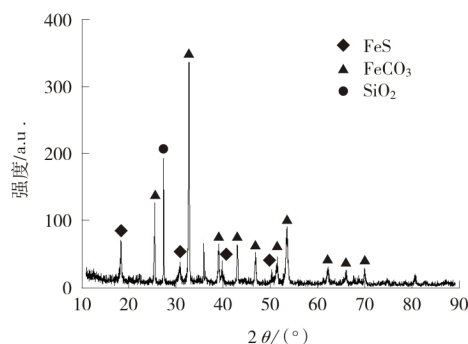
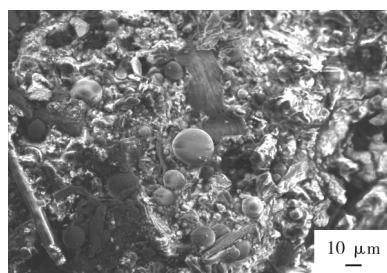


图5 腐蚀穿孔位置附近腐蚀产物膜XRD分析结果

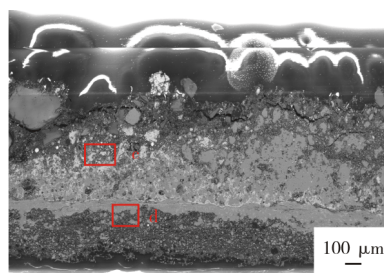
分别对脱落的垢层进行SEM形貌观察及EDS能谱分析,穿孔附近的垢层表面及截面的SEM形貌如图6所示,垢层截面的EDS成分面扫图如图7所示,垢层截面不同位置的EDS点成分分析结果如图8所示。

由图6可知,垢层截面可以分为三层,中间层最为致密,内层次之,外层最为疏松。由图7、图8的成分分析结果可知,内层及中间层以Fe、O元素为主(由于样品表层喷碳才能进行观察,故C元素未进行统计),外层以Fe、S、O元素为主。结合图8中EDS点分析的元素含量比例以及图5中XRD的分析结果可以推断,内层及中间层膜主要为FeCO₃,外层膜主要为FeCO₃和FeS的混合物,且外层膜以FeS为主。

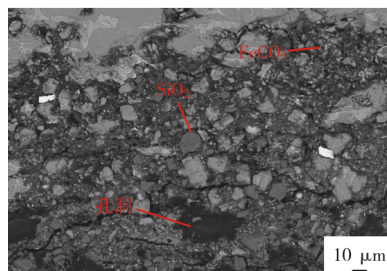
另外,由图6(c)、图6(d)可知,内层、外层膜中均掺杂有一定量的砂石颗粒(SiO₂),这是由于在腐蚀过程中,介质内的砂石沉淀至底部与腐蚀产物膜相互掺杂导致。垢层外侧的局部放大截面EDS面扫图如图9所示,可以看出垢层中弥散分布着大小不一的砂石颗粒,从而导致腐蚀产物膜不完整,不能为垢层下方的金属基体提供较好的保护作用。特别是在局部位置(如图2(a)中红色框)的垢层中存在肉眼可见的孔洞时,这些孔洞可以为腐蚀介质提供传输通道,加速了垢层下方的局部腐蚀。



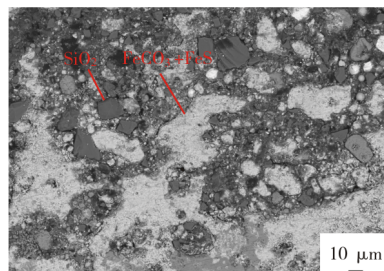
(a) 垢层表面SEM形貌



(b) 垢层截面SEM形貌



(c) 图(b)中c区域形貌



(d) 图(b)中d区域形貌

图6 腐蚀穿孔位置附近垢层的表面及截面SEM照片

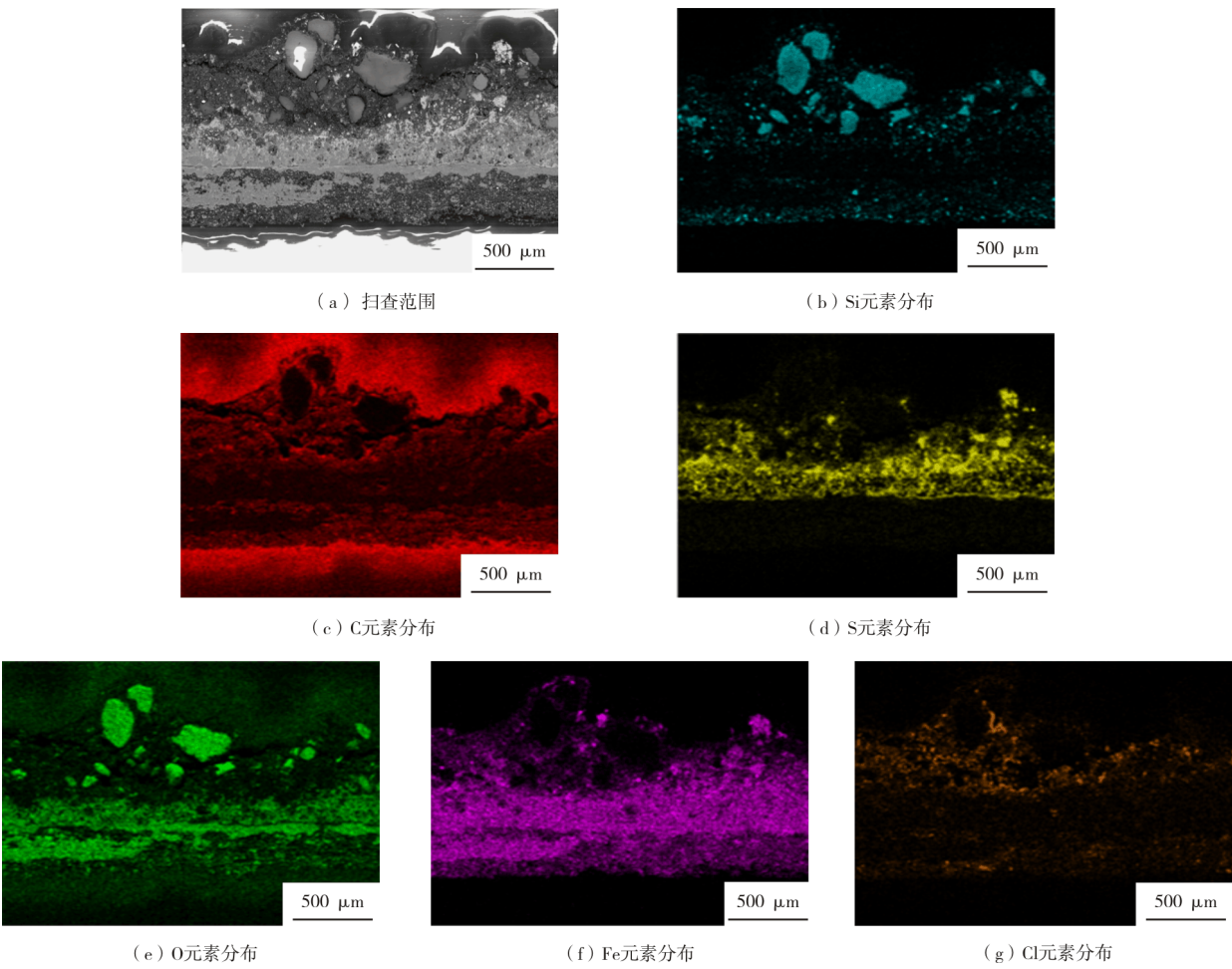


图 7 腐蚀穿孔位置附近垢层的截面 EDS 面扫图

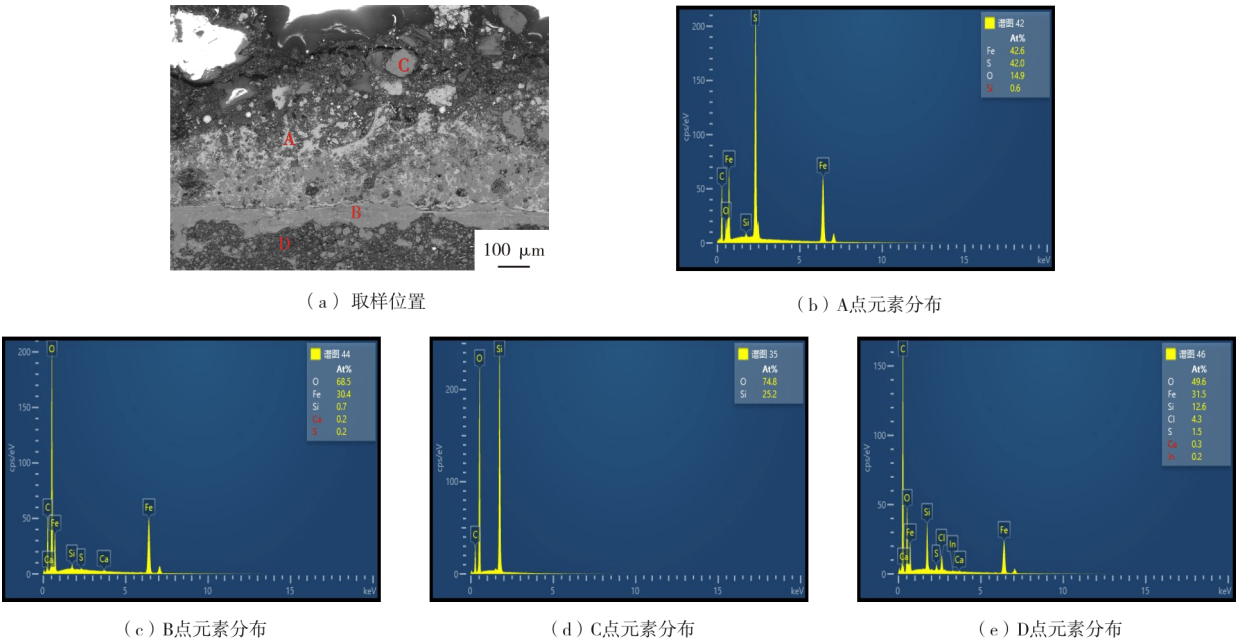


图 8 腐蚀穿孔位置附近垢层的 EDS 点分析图

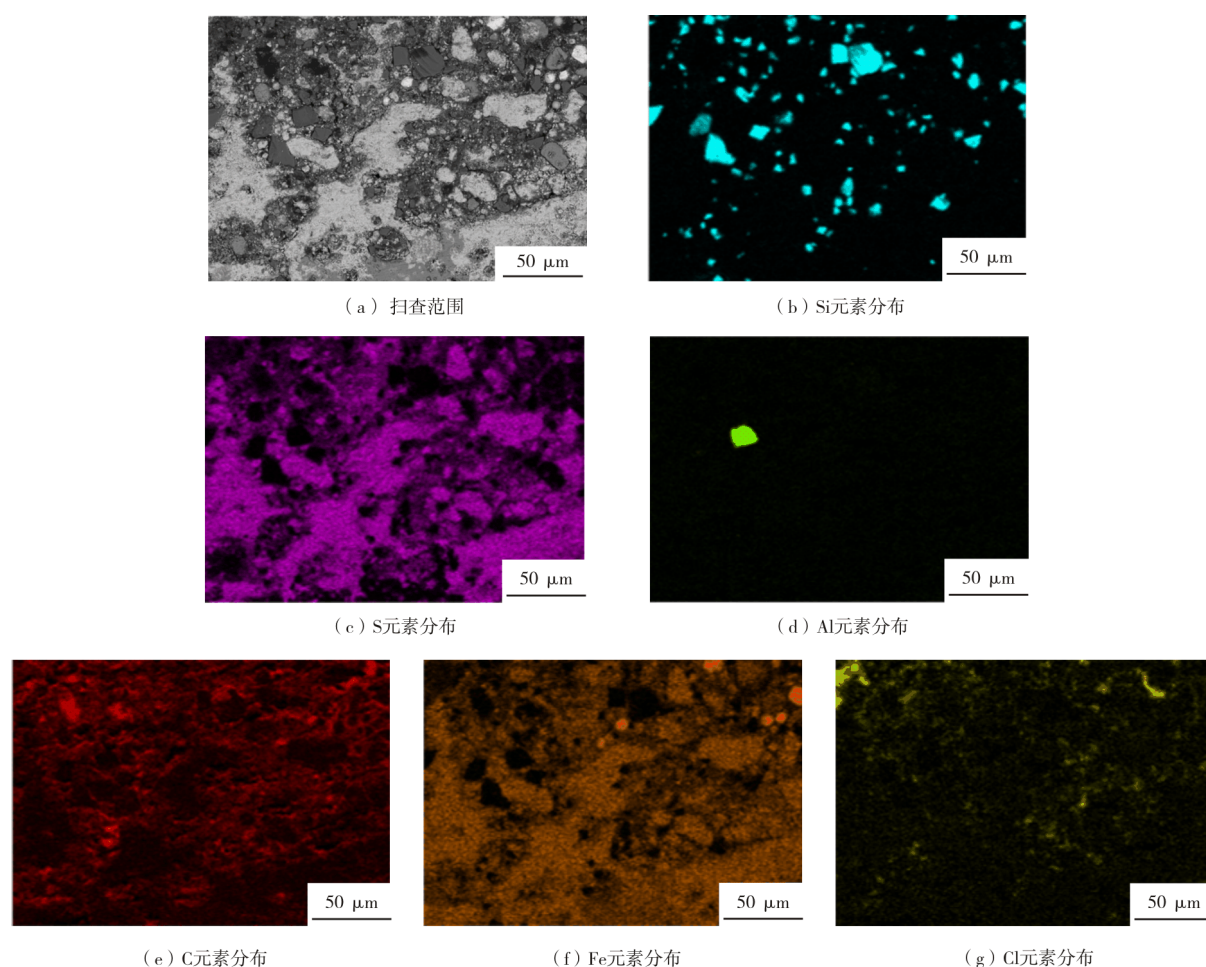


图9 腐蚀穿孔位置附近垢层外侧局部放大截面 EDS 面扫图

4 失效原因分析

由于管内介质的矿化度较低，气体组分中 CO_2 含量较低，间歇性含有微量 H_2S ，介质的腐蚀性较低，因此各管段内壁以均匀腐蚀为主，管体壁厚变化不大，但腐蚀穿孔管段底部位置的壁厚变化显著，这是由于该管段位于管线下坡的低点处，且油管内介质流速很低，因此在输送过程中管内的油和水在该管段底部位置发生分层，失效管段底部发生局部腐蚀穿孔，如图 10 所示，导致底部位置的管壁与水接触而发生较为严重的腐蚀。

同时，由图 10 可以看出，由于管内介质流速很低，介质内的砂石颗粒也容易在管底沉积。特别是在管线下坡低点处的管底位置。沉积的砂石颗粒与腐蚀产物膜相互掺杂，形成了穿孔管段底部位置的垢层。另外，地势较高处管段形成的

腐蚀产物膜会流动至低点处并发生沉积。随着介质的输送，垢层厚度逐渐增大，多为 1~2 mm，最厚处约为 5 mm，砂石在管底其他位置也会发生少量沉积，但并未发现明显的油水分层，管壁不接触水，因此腐蚀产物膜较薄，不能与砂石共同形成较厚的垢层，因此仅在穿孔管段底部位置发生了垢层沉积。

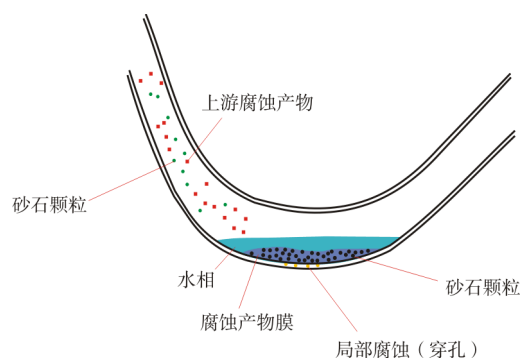
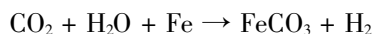
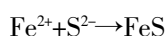


图10 失效管段底部发生局部腐蚀穿孔示意图

XRD 及 EDS 的分析结果表明, 腐蚀产物膜外层较为疏松, 由 FeS 和 FeCO₃ 构成; 内层腐蚀产物膜相对致密, 主要由 FeCO₃ 构成, 而 FeCO₃ 的形成是由介质内的 CO₂ 所导致, 其腐蚀机理见如下反应^[9-12]。



根据现场提供的信息, 在油田后期生产过程中检测出少量 H₂S, 因此可推断外层的 FeS 是由 H₂S 导致。H₂S 在潮湿环境下的腐蚀机理见如下反应^[11-12]。



同时, 由于腐蚀产物膜中存在大量砂石颗粒, 不能对下方的基体形成较好的保护, 特别是垢层的某些位置存在明显孔洞, 局部垢层的不完整会导致垢层下方发生局部腐蚀, 因此管底发生局部腐蚀的位置多存在于有孔洞的垢层下方, 失效管段的腐蚀穿孔也是由于垢层下方发生严重的局部腐蚀而导致。

5 结 论

(1) 管道失效主要是由于管道内壁垢层下方发生严重局部腐蚀而造成。

(2) 由于失效管段位于管线下坡低点处, 且介质流速较低, 导致油水分层, 水相积聚于管底处, 使得该处腐蚀较为严重; 并且介质中的砂石颗粒也易于在该处沉积, 砂石颗粒与腐蚀产物膜相互掺杂形成了较厚的垢层。砂石颗粒导致垢层表面存在较多孔洞, 有孔洞的垢层下方更容易发生局部腐蚀, 并最终导致腐蚀穿孔。

参考文献:

- [1] 黄维和, 郑洪龙, 李明菲. 中国油气储运行业发展历程及展望[J]. 油气储运, 2019, 38(1): 7-17.
- [2] 李少青, 闫子平. 浅谈管道输送技术[J]. 物流技术, 1996(5): 36.
- [3] 龙岩, 李岩, 马磊, 等. 西部某油田修复油管的断裂原因[J]. 腐蚀与防护, 2018, 39(5): 359-364.
- [4] 冯耀荣, 杨龙, 李鹤林. 石油管失效分析预测预防与完整性管理[J]. 金属热处理, 2011(S1): 15-16.
- [5] 徐宝军, 姜东梅, 王金波, 等. 油田集输管道腐蚀行为分析[J]. 电镀与精饰, 2010, 32(7): 35-38.
- [6] 赵向东. 某油田天然气输送管线泄漏原因分析[J]. 焊管, 2020(7): 25-29.
- [7] 美国石油协会. 管线钢管规范: API SPEC 5L[S]. 华盛顿, 美国: 美国石油协会出版业务部, 2008.
- [8] 全国钢标准化技术委员会. 金属材料 拉伸试验 第 1 部分 室温试验方法: GB/T 228.1—2010[S]. 北京: 中国标准出版社, 2010: 12.
- [9] 朱世东, 刘会, 白真权, 等. CO₂ 腐蚀机理及其预测防护[J]. 热处理技术与装备, 2008, 29(6): 5.
- [10] 袁青, 刘音, 毕研霞, 等. 油气田开发中 CO₂ 腐蚀机理及防腐方法研究进展[J]. 天然气与石油, 2015, 33(2): 78-81, 3.
- [11] 范兆廷, 袁宗明, 刘佳, 等. H₂S 及 CO₂ 对管道腐蚀机理与防护研究[J]. 油气田地面工程, 2008(10): 39-40.
- [12] LI D, ZHANG L, YANG J, et al. Effect of H₂S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H₂S and CO₂[J]. International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials, 2014, 21(4): 388-394.

作者简介: 王 琳 (1992—), 女, 硕士, 工程师, 主要从事油气管道修复、失效分析研究。

收稿时间: 2021-09-26
修改返回时间: 2022-01-24
编辑: 董 超

(上接第 49 页)

- [10] 国家能源局. 承压设备焊接工艺评定: NB/T 47014—2011[S]. 北京: 新华出版社, 2011.
- [11] 李亚江. 焊接缺陷分析与对策[M]. 北京: 化学工业出版社, 2011.
- [12] 王洪光. 实用焊接工艺手册[M]. 北京: 化学工业出版社, 2010.
- [13] 田志林. 药芯焊丝[M]. 北京: 冶金工业出版社, 1999.

- [14] 付荣柏. 焊接变形的控制与矫正[M]. 北京: 机械工业出版社, 2006.

作者简介: 李 飞 (1980—), 男, 工程师, 主要从事锅炉制造焊接工艺技术开发工作。

收稿日期: 2021-11-19
编辑: 郭克星