

# 页岩气输送用转角弯头内腐蚀减薄原因分析

朱丽霞<sup>1,2</sup>, 罗金恒<sup>1</sup>, 李丽锋<sup>1</sup>, 刘畅<sup>3</sup>, 孙明楠<sup>3</sup>

(1. 中国石油集团石油管工程技术研究院 石油管材及装备材料服役行为与结构安全国家重点实验室, 西安 710077; 2. 西安理工大学 材料科学与工程学院, 西安 710048; 3. 西南油气田分公司安全环保与技术监督研究院, 成都 610041)

**摘要:** **目的** 针对某页岩气输送平台用转角弯头发生严重内腐蚀减薄的问题开展原因分析, 明确腐蚀类型及机理, 指导防腐处理, 提高转角弯头的服役安全性。 **方法** 以页岩气输送用转角弯头为研究对象, 针对转角弯头内腐蚀减薄行为开展基础研究, 通过宏观观察及尺寸测量分析内腐蚀的腐蚀形貌及分布, 并进行理化检测、微观观察、物相分析, 探究腐蚀产物, 综合分析转角弯头内腐蚀减薄的原因。 **结果** 宏观分析发现, 转角弯头内壁外弧侧与中性区过渡区域有壁厚发生突变而产生的腐蚀台阶, 最大壁厚减薄率达 63.4%。电子显微形貌与金相分析表明, 弯头内壁的腐蚀坑呈纵深发展, 逐层剥离, 腐蚀产物疏松、形貌多样, 且可观察到细菌形貌。腐蚀产物的能谱及 XRD 分析发现, 管体内壁的腐蚀产物主要是 FeS、Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、FeCO<sub>3</sub> 等, 内腐蚀可能与 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S、SRB 等有关。 **结论** 弯头腐蚀减薄是硫酸盐还原菌(SRB)-CO<sub>2</sub> 腐蚀协同作用的结果, SRB 的存在对 CO<sub>2</sub> 腐蚀起催化作用。此外, Cl<sup>-</sup> 对腐蚀产物膜的破坏和弯头外弧侧的冲刷加速了腐蚀作用。建议确定 SRB 细菌来源, 以便有效投放杀菌剂, 同时对管线内壁定期进行清理, 避免菌落长期附着于管体内壁。此外, 建议添加多级气液分离装置, 严格控制气相中的含水量。

**关键词:** 转角弯头; 腐蚀减薄; 硫酸盐还原菌; 内腐蚀; 协同作用

中图分类号: TG172.9 文献标识码: A 文章编号: 1001-3660(2020)08-0224-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2020.08.026

## Cause Analysis for Internal Corrosion Thinning of Corner Elbow for Shale Gas Transportation

ZHU Li-xia<sup>1,2</sup>, LUO Jin-heng<sup>1</sup>, LI Li-feng<sup>1</sup>, LIU Chang<sup>3</sup>, SUN Ming-nan<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Service Behavior and Structural Safety of Petroleum Pipes and Equipment Materials, CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China; 2. School of Materials Science and Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China; 3. HSE and Technical Supervision Research Institute of Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610041, China)

**ABSTRACT:** The work aims to analyze the cause of internal corrosion thinning of corner elbow used in a shale gas transformation platform, so as to determine the corrosion type and corrosion mechanism, put forward the anti-corrosion methods and improve the service safety of corner elbow. The corner elbow for shale gas transportation was taken as the research object to

收稿日期: 2019-08-12; 修订日期: 2019-12-06

Received: 2019-08-12; Revised: 2019-12-06

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFC0801204); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2016E-0610)

Fund: Supported by National Key R & D Program Projects (2016YFC0801204) and Major Science and Technology Projects of CNPC (2016E-0610)

作者简介: 朱丽霞(1980—), 女, 博士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为油气管道的性能及服役安全。邮箱: zhulx@cnpc.com.cn

Biography: ZHU Li-xia (1980—), Female, Ph. D. Candidate, Senior engineer, Research focus: performance and service safety of oil and gas pipeline. E-mail: zhulx@cnpc.com.cn

引文格式: 朱丽霞, 罗金恒, 李丽锋, 等. 页岩气输送用转角弯头内腐蚀减薄原因分析[J]. 表面技术, 2020, 49(8): 224-230.

ZHU Li-xia, LUO Jin-heng, LI Li-feng, et al. Cause analysis for internal corrosion thinning of corner elbow for shale gas transportation[J]. Surface technology, 2020, 49(8): 224-230.

carry out basic research on corrosion thinning behavior in corner elbow, analyze corrosion morphology and distribution through macro observation and size measurement, explore the corrosion products through physical and chemical detection, micro observation and phase analysis, and comprehensively analyze the cause of corrosion thinning in corner elbow. Macroscopic analysis showed that there was a corrosion steps due to the sudden change in inner wall thickness between the outer arc side and the neutral zone, and the maximum thinning rate of wall thickness was 63.4%. The results of electron microscopy and metallographic analysis showed that the corrosion pits on the inner wall of the elbow developed in depth and peeled off layer by layer, and the corrosion products were loose with various morphologies. The results of energy spectrum and XRD analysis of the corrosion products showed that the corrosion products of the inner wall of the tube were mainly  $\text{FeS}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ , etc. The internal corrosion might be related to  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , SRB and so on. The synergistic action of sulfate reducing bacteria (SRB)- $\text{CO}_2$  corrosion is the main reason for corrosion thinning of inner wall, while the existence of SRB catalyzes the  $\text{CO}_2$  corrosion. Meanwhile, the damage to corrosion product film and the erosion of elbow outside arc by  $\text{Cl}^-$  accelerates the corrosion. It is suggested that the source of SRB be determined so as to effectively put fungicides in the pipeline. At the same time, the inner wall of the pipeline should be cleaned regularly to avoid long-term bacterial colonies attaching to the inner wall. In addition, a multi-stage gas-liquid separation device should be added to strictly control the moisture content in the gas phase.

**KEY WORDS:** corner elbow; corrosion thinning; sulfate-reducing bacteria; internal corrosion; synergistic action

集输管道中的腐蚀失效一直是影响国内外整个油气传输工艺的主要问题, 不仅直接影响着管道的运行成本<sup>[1]</sup>, 而且在油气工业中会引起潜在的灾难性后果和巨大的经济损失<sup>[2-6]</sup>。国外研究发现,  $\text{CO}_2$  腐蚀和微生物腐蚀在油气管道的腐蚀失效中起着重要的作用。Yaro<sup>[7]</sup>和 Papavinasam<sup>[8]</sup>等人对管道  $\text{CO}_2$  腐蚀进行了广泛的研究和建模, 采用失重法、动电位极化法和腐蚀表面表征法研究了低碳钢在含  $\text{CO}_2$  气田水中的腐蚀速率, 发现腐蚀速率随温度、醋酸浓度和旋转速度的增加而增加, 随溶液 pH 值的增加而降低。同时对于管线钢在硫酸盐还原菌 (SRB) 生物膜下的腐蚀研究发现, 该生物膜在模拟的  $\text{CO}_2$  饱和油田采出水培养基中形成, 预培养较长时间的生物膜增加了钢的腐蚀速率, SRB 促进了钢的局部腐蚀, SRB 生物膜一旦停用, 将不再影响钢的腐蚀<sup>[9-10]</sup>。我国学者针对油气田集输管道的研究发现, 腐蚀是导致集输管道失效的首要原因<sup>[11-14]</sup>, 其中, 内腐蚀引起的事故往往具有突发性和隐蔽性<sup>[15]</sup>, 后果相对严重。对集输管道的内腐蚀影响因素进行研究, 探讨不同影响因素下的腐蚀机理, 对于提高管道的防腐能力, 保证管道的服役安全具有十分重要的意义。

以上研究中对于输气管道的腐蚀机理已经进行了深入探究, 但是对于页岩气输送平台用转角弯头发生严重内腐蚀减薄的问题研究很少。通过上述研究可以发现, 转角弯头内腐蚀减薄行为与  $\text{CO}_2$  和微生物还原菌有较大的相关性, 要深入了解页岩气输送平台用转角弯头发生严重内腐蚀减薄的原因, 需要对腐蚀形貌和腐蚀产物进行研究。我国四川某页岩气集气平台频繁发生管道侧漏及内腐蚀减薄失效事故, 弯头位于集气平台的站内竖管转角连接处, 规格为  $\phi 76 \text{ mm} \times 7.62 \text{ mm}$ , 材质为 L245N。输送介质为页岩气, 气相中的有害气体为  $\text{CO}_2$ , 不含  $\text{O}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  气体。此外,

页岩气中含有少量水分, 水相成分中的阳离子主要为  $\text{K}^+$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Ca}^{2+}$  以及少量的  $\text{Mg}^{2+}$ , 阴离子主要为  $\text{Cl}^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ , pH 值为 6.5。本文针对一起典型的转角弯头内腐蚀减薄失效, 进行宏观分析及尺寸测量、理化检验、微观形貌分析、物相分析等, 旨在探明该转角弯头腐蚀减薄的原因, 并针对性地提出防腐措施, 确保管线服役安全。

## 1 试验

试验材料为该页岩气集气平台发生腐蚀减薄的转角弯头, 按图 1 所示位置, 采用超声波测厚仪对其进行壁厚测量, 然后将弯头试样沿  $0^\circ \sim 180^\circ$  轴线剖开 (如图 2 所示), 对其内壁进行宏观观察, 并结合输送介质组分对弯头的腐蚀特征进行初步判断。利用扫描电子显微镜及能谱分析仪对内壁腐蚀产物进行形貌观察和微区成分分析, 并取内壁腐蚀产物研磨成粉末, 进行 XRD 分析。

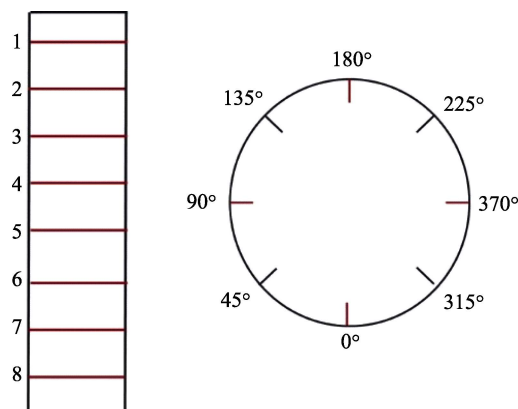


图 1 壁厚测量位置

Fig.1 Measurement position of wall thickness



图 2 弯头内壁腐蚀形貌  
Fig.2 Corrosion morphology of inner wall of elbow

## 2 结果及分析

### 2.1 宏观分析

弯头 3 个截面的壁厚测量结果见表 1,可以看出,弯头 135°~225°附近壁厚明显减薄,最大减薄率 63.4%。壁厚减薄区平均壁厚为 3.96 mm,结合服役年限可粗略计算出平均腐蚀速率为 1.20 mm/a。

宏观分析显示,弯头内壁产生了明显的腐蚀坑,腐蚀产物可见分层特征,外层腐蚀产物为黄褐色,内层腐蚀产物呈墨绿色,如图 3 所示。此外,外弧区域腐蚀坑较密集,局部区域腐蚀坑连成一片,形成长条状腐蚀坑,且呈线状分布。外弧侧与中性区过渡处可见腐蚀坑有台阶状特征,使得壁厚在此区域呈现突变,形貌如图 4 所示。

表 1 弯头几何尺寸测量结果

Tab.1 Measurement results of elbow geometric dimension

mm

Location	0° (Inner arc side)	45°	90° (Neutral zone of inner arc side)	135°	180° (Outer arc side)	225°	270° (Neutral zone of outer arc side)	315°
Location 1	6.84	6.48	6.38	5.49	4.29	5.74	6.38	7.18
Location 2	7.06	6.24	6.41	3.20	4.35	3.46	6.49	7.31
Location 3	6.73	6.01	6.36	2.83	3.65	2.60	6.08	6.89
Average	6.88	6.24	6.38	3.84	4.10	3.93	6.32	7.13

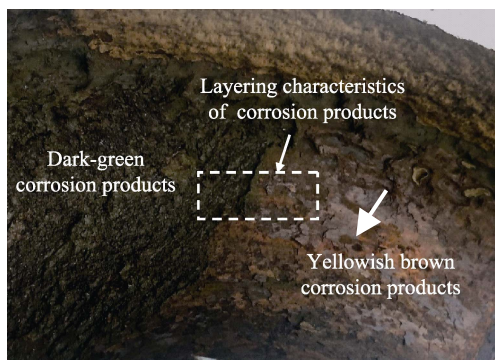


图 3 腐蚀产物分层特征  
Fig.3 Layering characteristics of corrosion products

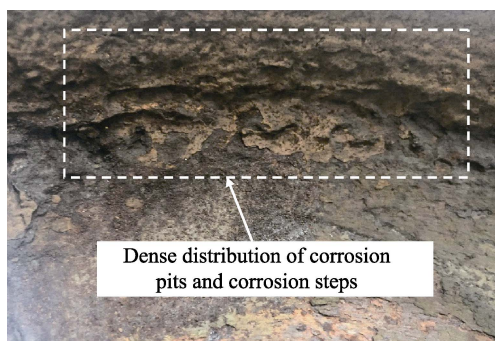


图 4 腐蚀坑密集分布及腐蚀台阶  
Fig.4 Dense distribution of corrosion pits and corrosion steps

### 2.2 腐蚀形貌及成分分析

用扫描电镜观察内表面的腐蚀坑形貌,如图 5 所示。腐蚀坑纵深发展,腐蚀产物形态疏松,具有逐层剥离的特点。腐蚀坑截面形貌如图 6 所示,内表面腐蚀坑底腐蚀产物较厚,且连续分布。试样内表面可观察到多种腐蚀产物形貌,如图 7 所示。表层腐蚀产物

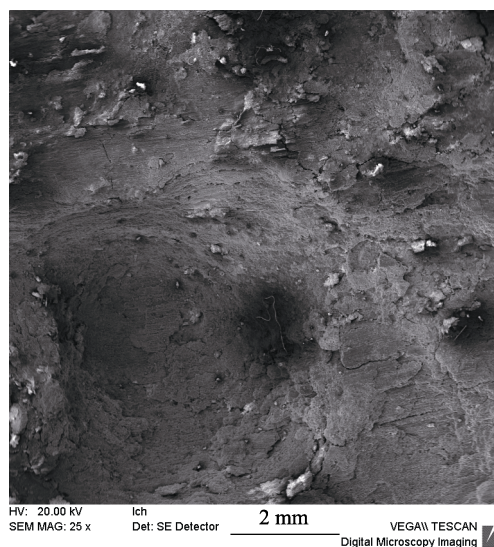


图 5 腐蚀坑纵深发展形貌  
Fig.5 Depth development morphology of corrosion pits



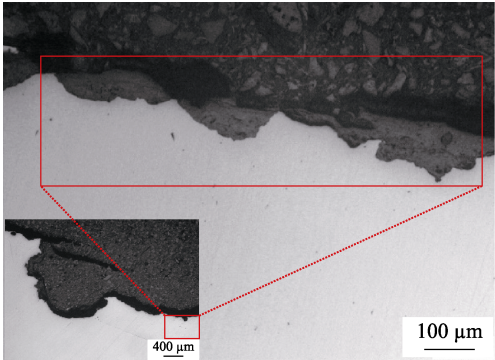


图 6 腐蚀坑截面腐蚀产物连续分布形貌  
Fig.6 Continuous distribution morphology of corrosion products

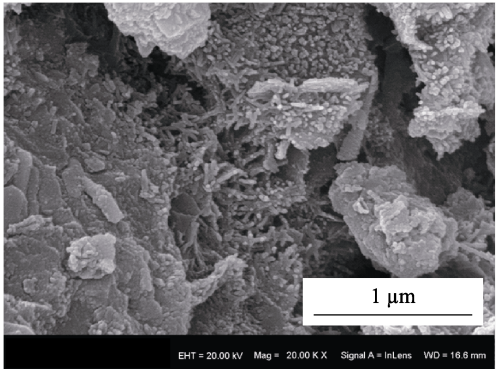


图 8 腐蚀坑底短杆状微生物形貌  
Fig.8 Morphology of short rod-shaped microorganisms in corrosion pits

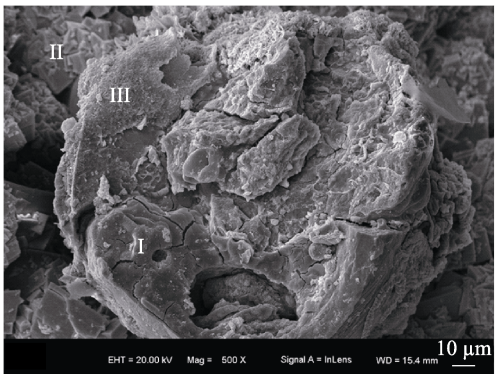


图 7 多种腐蚀产物形貌  
Fig.7 Morphology of various corrosion products

按形貌分成 I、II、III 类，三类腐蚀产物的主要元素含量见表 2。除了 Fe、C、O、S 等元素以外，腐蚀产物 I 和 III 还含有 Cl、Ca 等元素，与水相中的化学成分吻合。腐蚀坑底的腐蚀产物存在杆状物体，其特征如图 8 所示，是细菌的典型形貌。

为了进一步分析腐蚀产物的构成，分别对表层及腐蚀坑底部的腐蚀产物进行能谱分析，见图 9 和表 2。内表面腐蚀产物的主要元素为 C、O、S、Ba、Fe，含量最高的为 Ba、Fe、C、O 四种元素，推测可能的腐蚀产物为铁的氧化物及  $\text{FeCO}_3$ 、 $\text{BaSO}_4$ 。从腐蚀产物推断腐蚀类型，可能存在二氧化碳腐蚀和氧腐蚀，但由于输送介质中未发现 Ba，推测其来源于钻井泥浆。

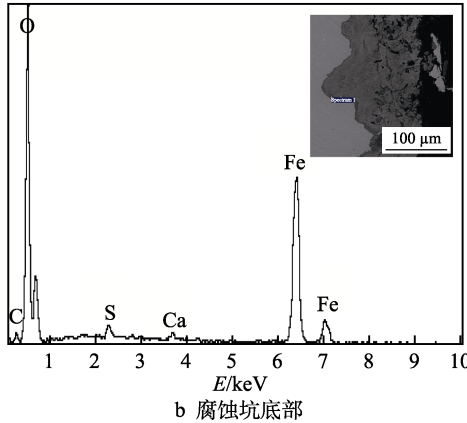
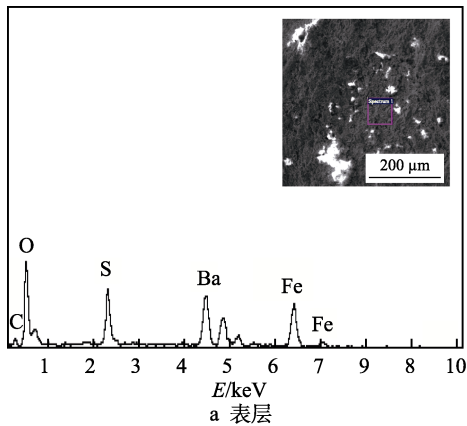


图 9 内表面能谱分析位置及谱图  
Fig.9 Position and spectrogram of internal surface energy spectrum analysis: (a) surface; (b) bottom of corrosion pit

表 2 各类腐蚀产物能谱分析结果  
Tab.2 Energy spectrum analysis of various corrosion products

Element	Corrosion products I		Corrosion products II		Corrosion products III		Corrosion products of inner surface		Corrosion products in the Bottom of pit	
	Mass/%	Atom/%	Mass/%	Atom/%	Mass/%	Atom/%	Mass/%	Atom/%	Mass/%	Atom/%
C	1.82	4.41	12.13	28.92	7.34	22.62	4.65	13.44	3.07	6.34
O	33.24	60.50	29.07	52.01	12.18	28.20	24.70	53.63	45.36	70.29
S	0.76	0.79	9.35	8.35	1.10	1.27	8.31	9.00	1.07	0.83
Fe	61.17	31.89	1.39	0.71	65.63	43.53	22.10	13.75	49.80	22.11
Ca	0.75	0.54	—	—	0.41	0.38	—	—	0.70	0.43
Cl	2.27	1.87	—	—	0.52	0.54	—	—	—	—
Ba	—	—	48.05	10.01	12.82	3.46	40.24	10.18	—	—

## 2.3 腐蚀产物 XRD 分析

能谱分析确定腐蚀产物中含有 Fe、C、O、S 等元素, 为了进一步确定腐蚀产物的组成, 刮取管体内壁腐蚀产物 (如图 10 所示), 研磨均匀后进行 X 射线衍射分析, 结果如图 11 所示。结果表明, 管体内壁的腐蚀产物主要是  $\text{FeS}$ 、 $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{FeCO}_3$ 、 $\text{SiO}_2$ 、 $\text{BaSO}_4$  等。从衍射强度可知,  $\text{FeCO}_3$ 、 $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{BaSO}_4$  含量较高。一般来说,  $\text{FeCO}_3$  腐蚀产物是  $\text{CO}_2$  腐蚀的典型腐蚀产物<sup>[16-17]</sup>,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  是氧腐蚀的典型腐蚀产物<sup>[18-19]</sup>,  $\text{BaSO}_4$  来源于钻井泥浆。由于输送介质中不含氧气, 因此可以排除氧腐蚀可能,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  可能来源于暴露在空气条件下产生的氧腐蚀。另外, XRD 图中的硫化物与能谱中的 S 元素相对应, 也说明腐蚀产物的形成与  $\text{H}_2\text{S}$  有关。由此推断, 腐蚀可能与二氧化碳、硫化氢等有关。



图 10 内壁腐蚀产物  
Fig.10 Corrosion products of inner wall

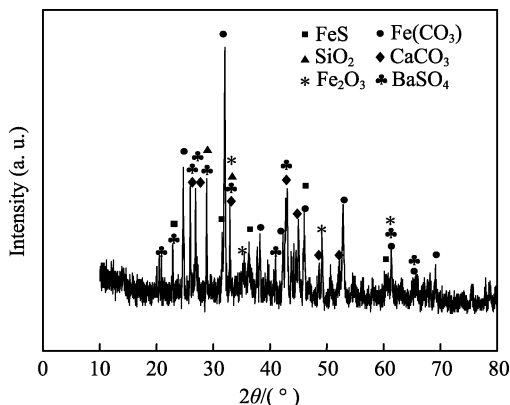


图 11 腐蚀产物 XRD 分析结果  
Fig.11 XRD analysis results of corrosion products

## 2.4 腐蚀原因综合分析

### 2.4.1 原因分析

宏观及微观分析结果表明, 转角弯头内壁均发生

不同程度的腐蚀减薄, 外弧侧腐蚀坑密集分布, 壁厚明显减薄, 最大减薄率为 63.4%, 且外弧侧与中性区过渡处可见明显的壁厚突变。腐蚀产物的能谱及 XRD 分析结果表明, 内腐蚀可能与二氧化碳、硫化氢等有关。以下结合腐蚀产物分层形貌、输送介质成分等对腐蚀原因进行进一步分析。

1)  $\text{CO}_2$  腐蚀。输送介质中,  $\text{CO}_2$  的摩尔分数约为 1.4%。输送压力为 3.5~6.3 MPa, 可计算出  $\text{CO}_2$  分压约 0.049~0.088 MPa。研究表明<sup>[20-22]</sup>,  $\text{CO}_2$  腐蚀速率和  $\text{CO}_2$  分压成正比, 可分为以下三种情况:  $\text{CO}_2$  分压 < 0.021 MPa, 无腐蚀, 不需防  $\text{CO}_2$  腐蚀;  $\text{CO}_2$  分压为 0.021~0.21 MPa, 应考虑防  $\text{CO}_2$  腐蚀;  $\text{CO}_2$  分压 > 0.21 MPa,  $\text{CO}_2$  腐蚀严重, 需采用特殊防腐措施。由此可见, 弯头内的输送介质中  $\text{CO}_2$  分压在  $\text{CO}_2$  腐蚀的范围,  $\text{CO}_2$  分压越高, 腐蚀反应速率越大。

2) 微生物腐蚀。XRD 检测发现, 腐蚀产物中含有  $\text{FeS}$ , 由于输送介质中不含  $\text{H}_2\text{S}$ , 所以判断  $\text{H}_2\text{S}$  是在服役过程中产生的。SEM 观察表明, 弯头内表面腐蚀坑底的腐蚀产物中存在短杆状细菌, 是硫酸盐还原菌 (SRB) 的典型形貌。为了进一步确定 SRB 的形成, 使用稀释的 0.005 mol/L 盐酸清洗腐蚀产物, 发现内表面的元素 S 主要以  $\text{SO}_4^{2-}$  的形式存在, 少量的以  $\text{S}^{2-}$  形式存在。由于输送介质中不含  $\text{S}^{2-}$ , 由 SRB 消耗  $\text{SO}_4^{2-}$ , 从而将硫酸盐转化为  $\text{S}^{2-}$ , 并促进酸性环境中的  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{HS}^-$  形成。 $\text{HS}^-$  在溶液中与铁离子反应, 生成含铁硫化物, 然后沉积在转角弯头内表面。含铁硫化物能有效地传输电子, 因此, 硫化物可以增强内表面与腐蚀产物之间的电子转移, 从而加速弯头内表面的腐蚀。此外, 硫化氢的离子化还会导致溶液酸化, 进一步增强 SRB 的数量和活性, 从而加快转角弯头内表面的腐蚀过程。文献资料显示<sup>[23]</sup>, 硫酸盐还原菌 (SRB) 能够将硫酸根离子还原成  $\text{H}_2\text{S}$ 。有文献中给出 SRB 的繁殖条件: pH 为 6~9, 温度为 30~50 °C, 有机物为养料, 无氧环境, 低流速等<sup>[24-26]</sup>。根据现场资料可知, 输送介质水相 pH 值为 6.5, 输送温度平均值在 30 °C, 无氧气。可以看出, 管线的输送环境满足 SRB 细菌的繁殖条件。对平台水相中的细菌含量进行测量, 发现取样点的硫酸盐还原菌数量达到 14 000 个, 已严重超标。SRB 将硫酸根离子还原成  $\text{S}^{2-}$ , 进而生成  $\text{H}_2\text{S}$ , 所以腐蚀产物中的 S 元素来源于硫酸盐还原菌。

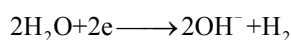
3) 冲刷腐蚀。壁厚检测结果显示, 弯头的外弧侧及周边 135°~225°附近壁厚明显减薄, 使得外弧侧与中性区的壁厚呈现突变。在实际工况条件下, 页岩气经管体向输送平台用转角弯头流动过程中, 流体流速可以达到 8 m/s 左右。较高流速导致流体在转角弯头处产生明显的湍流, 湍流产生较大的湍动能, 对转角弯头产生明显的冲刷作用, 导致外弧侧与中性区的壁厚减薄。可见, 除了 SRB 腐蚀为主因之外, 弯头

外弧侧还受到输送介质的冲刷,切向作用力阻碍金属表面保护膜的形成,并破坏已形成的保护膜。保护膜被剥落后,露出新的金属,使得腐蚀介质不断与金属表面接触,进入腐蚀-冲刷循环,导致腐蚀加速。

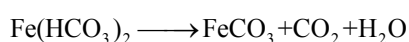
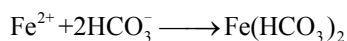
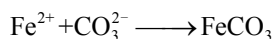
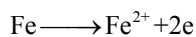
4)  $\text{Cl}^-$  的腐蚀促进作用。能谱分析显示,腐蚀产物中含有  $\text{Cl}$  元素。由于  $\text{Cl}^-$  具有极强的穿透性,可穿过金属腐蚀产物膜间隙,形成点蚀坑。随着介质内的  $\text{Cl}^-$  不断向蚀坑内迁移,坑内  $\text{Cl}^-$  浓度远远高于金属平坦表面区域,基体中的  $\text{Fe}$  不断腐蚀溶解,使点蚀坑迅速扩展,对局部腐蚀起到促进作用。

## 2.4.2 腐蚀机理分析

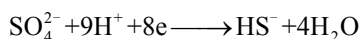
在  $\text{pH}$  值大于 6 的含  $\text{SRB-CO}_2$  体系中,初期主要表现为  $\text{CO}_2$  腐蚀,其阴极反应为<sup>[27]</sup>:



阳极反应为:



当  $\text{SRB}$  数量达到一定量,  $\text{SRB}$  将硫酸盐作为有机物异化时的电子受体,并在代谢活动中产生硫化物,其阴极反应如下:



代谢产生的  $\text{HS}^-$  与溶液中的  $\text{Fe}^{2+}$  反应生成  $\text{FeS}$ 。此外,研究还表明,在  $\text{CO}_2$  环境中,  $\text{SRB}$  的存在会加速阴极去极化反应<sup>[28]</sup>,并使腐蚀介质的  $\text{pH}$  值降低,导致介质的腐蚀性增强,对  $\text{CO}_2$  腐蚀起催化作用。

页岩气输送平台用转角弯头发生严重内腐蚀减薄行为是硫酸盐还原菌 ( $\text{SRB}$ ) -  $\text{CO}_2$  腐蚀协同作用的结果。在腐蚀阶段,由  $\text{SRB}$  消耗  $\text{SO}_4^{2-}$ ,从而将硫酸盐转化为  $\text{S}^{2-}$ ,并促进酸性环境中的  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{HS}^-$  形成。 $\text{HS}^-$  在溶液中与铁离子反应,生成含铁硫化物,然后沉积在转角弯头内表面,增强了内表面与腐蚀产物之间的电子转移,从而加速弯头内表面的腐蚀。此外,硫化氢的离子化还会导致溶液酸化,进一步增强  $\text{SRB}$  的数量和活性,从而加快转角弯头内表面的腐蚀过程。 $\text{H}_2\text{S}$  不但参与  $\text{CO}_2$  腐蚀阴极过程,而且对  $\text{CO}_2$  腐蚀产物也有显著的影响,  $\text{H}_2\text{S}$  的含量随着  $\text{SRB}$  的数量和活性增加而增大,从而进一步影响  $\text{CO}_2$  腐蚀过程和产物。 $\text{CO}_2$  分压的提高又影响  $\text{SRB}$  的生物活性,并加速阴极去极化反应,导致腐蚀介质酸化,从而增强介质的腐蚀性,对  $\text{CO}_2$  腐蚀起催化作用,从而加快腐蚀速率,形成  $\text{SRB-CO}_2$  腐蚀协同作用的结果。此外,  $\text{Cl}^-$  对腐蚀产物膜的破坏和弯头外弧侧的冲刷加速了腐蚀作用,最终导致转角弯头发生腐蚀穿孔,管件泄漏。

## 3 结论

弯头腐蚀减薄是  $\text{SRB-CO}_2$  腐蚀协同作用的结果,  $\text{SRB}$  的存在对  $\text{CO}_2$  腐蚀起催化作用。此外,  $\text{Cl}^-$  对腐蚀产物膜的破坏及弯头外弧侧的冲刷作用加速了腐蚀作用。

综合以上分析结果,为防止弯头内腐蚀减薄失效的再次发生,建议采取如下措施:确定  $\text{SRB}$  细菌来源,以便有效投放杀菌剂;在管线内壁涂覆防腐层,并添加缓蚀剂,降低  $\text{SRB}$  腐蚀的作用;对管线内壁定期进行清理工作,避免菌落长期附着于管道内壁;建议添加多级气液分离装置,严格控制气相中的含水量。

## 参考文献:

- [1] 聂永臣, 何敏, 苏继祖. 油气集输管道内腐蚀及内防腐[J]. 油气田地面工程, 2015, 34(1): 83-84.  
NIE Yone-chen, HE Min, SU Ji-zu, et al. Internal corrosion and anti-corrosion of oil and gas gathering and transportation pipeline[J]. Oil and gas field surface engineering, 2015, 34(1): 83-84.
- [2] ZHANG G A, ZENG Y, GUO X P, et al. Electrochemical corrosion behavior of carbon steel under dynamic high pressure  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  environment[J]. Corrosion science, 2012, 65: 37-47.
- [3] ZENG L, ZHANG G A, GUO X P. Erosion-corrosion at different locations of X65 carbon steel elbow[J]. Corrosion science, 2014, 85: 318-330.
- [4] GABER M A F M, ZEWAİL T M, AMINE N K. Evaluation of erosion corrosion in liquid-solid and liquid-gas via experimental analysis inside  $90^\circ$  copper elbow[J]. Journal of failure analysis and prevention, 2016, 16(3): 410-416.
- [5] VELAZQUEZ J C, CRUZRAMIREZ J C, VALOR A, et al. Modeling localized corrosion of pipeline steels in oilfield produced water environments[J]. Engineering failure analysis, 2017, 79(9): 216-231.
- [6] 赵毅, 许艳艳, 朱原原, 等. 油气集输管道内防腐技术应用进展[J]. 装备环境工程, 2018, 15(6): 53-58.  
ZHAO Yi, XU Yan-yan, ZHU Yuan-yuan, et al. Research status on internal corrosion protection technology of oil & gas transportation pipeline[J]. Equipment environmental engineering, 2018, 15(6): 53-58.
- [7] YARO A S, ABDUL-KHALIK K R, KHADOM A A. Effect of  $\text{CO}_2$  corrosion behavior of mild steel in oilfield produced water[J]. Journal of loss prevention in the process industries, 2015, 38: 24-38.
- [8] PAPA VINASAM S. Corrosion control in the oil and gas industry[J]. Corrosion control in the oil & gas industry, 2013, 42: 116-129.
- [9] LIU H, GU T, ZHANG G, et al. Corrosion of X80 pipeline steel under sulfate-reducing bacterium biofilms

- in simulated CO<sub>2</sub>-saturated oilfield produced water with carbon source starvation[J]. Corrosion science, 2018, 52: 136-149.
- [10] LIU H, FU C, GU T, et al. Corrosion behavior of carbon steel in the presence of sulfate reducing bacteria and iron oxidizing bacteria cultured in oilfield produced water[J]. Corrosion science, 2015, 100: 484-495.
- [11] 岳明, 汪运储. 页岩气井下油管 and 地面集输管道腐蚀原因及防护措施[J]. 钻采工艺, 2018, 41(5): 125-127.  
YUE Ming, WANG Yun-chu. Corrosion reasons and protection measures of shale gas underground oil pipeline and ground gathering pipeline[J]. Drilling & production technology, 2018, 41(5): 125-127.
- [12] 王婷, 王新, 李在蓉, 等. 国内外长输油气管道失效对比[J]. 油气储运, 2017, 36(11): 1258-1264.  
WANG Ting, WANG Xin, LI Zai-rong, et al. Comparison on failures of long-distance oil & gas pipelines at home and abroad[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(11): 1258-1264.
- [13] 王海秋, 张昌兴, 李双林, 等. 油气管道腐蚀失效概率统计与预测模型[J]. 油气田地面工程, 2007, 26(4): 14.  
WANG Hai-qi, ZHANG Chang-xing, LI Shuang-lin, et al. Corrosion failure probability statistics and pre-diction model of oil and gas pipeline[J]. Oil-gas field surface engineering, 2007, 26(4): 14.
- [14] 王冰, 刘晓娟, 熊哲, 等. 某天然气管道内腐蚀原因及防控措施[J]. 表面技术, 2018, 47(6): 89-94.  
WANG Bing, LIU Xiao-juan, XIONG Zhe, et al. Corrosion reasons and control measures of a natural gas pipeline[J]. Surface technology, 2018, 47(6): 89-94.
- [15] 石仁委, 郝毅, 宁华东. 管道失效的腐蚀因素分析[J]. 全面腐蚀控制, 2014, 28(11): 16-21.  
SHI Ren-wei, HAO Yi, NING Hua-dong. The analysis for the corrosion factors of the failure of pipeline[J]. Total corrosion control, 2014, 28(11): 16-21.
- [16] 孙成, 王佳, 贾思洋. CO<sub>2</sub> 腐蚀及控制研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2007, 19(5): 350-353.  
SUN Cheng, WANG Jia, JIA Si-yang. Advances on research of CO<sub>2</sub> induce corrosion and its protection[J]. Corrosion science and protection technology, 2007, 19(5): 350-353.
- [17] 王凤平, 李晓刚, 杜元龙. 油气开发中的 CO<sub>2</sub> 腐蚀[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2002, 14(4): 223-226.  
WANG Feng-ping, LI Xiao-gang, DU Yuan-long. A review on carbon dioxide corrosion of steel in oilfield exploitation[J]. Corrosion science and protection technology, 2002, 14(4): 223-226.
- [18] 韩霞. 郑 408 块火烧驱油注气井腐蚀原因分析及对策[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2010, 22(3): 247-250.  
HAN Xia. Corrosion case analysis and anti-corrosion counter messures for facilities of a combustion gas injection well for oil displacement in Zheng 408 Block[J]. Corrosion science and protection technology, 2010, 22(3): 247-250.
- [19] 王磊, 胡锐, 王新虎, 等. S135 钻杆钢在钻井液中的氧腐蚀行为[J]. 石油机械, 2006, 34(10): 1-4.  
WANG Lei, HU Rui, WANG Xin-hu, et al. The oxygen corrosion behavior of S135 drill pipe steel in drill fluid[J]. Oil field equipment, 2006, 34(10): 1-4.
- [20] 杨涛, 杨桦, 王凤江, 等. 含 CO<sub>2</sub> 气井防腐工艺技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 116-118.  
YANG Tao, YANG Hua, WANG Feng-jiang, et al. Anti-corrosion technology in gas wells with CO<sub>2</sub>[J]. Natural gas industry, 2007, 27(11): 116-118.
- [21] MANSOORI H, YOUNG D, BROWN B, et al. Influence of calcium and magnesium ions on co<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in oil and gas production systems—A review[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2018(8): 20-25.
- [22] LIM T H, WANG E R. Effects of temperature and partial pressure of CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> on corrosion behaviour of stainless-steel in molten Li/Na carbonate salt[J]. Fuel and energy abstracts, 2001, 42(1): 31-32.
- [23] 敬加强, 刘黎, 谢俊峰, 等. 输油管道腐蚀垢样中硫酸盐还原菌对 Q235 钢腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2018, 39(1): 6-16.  
JIANG Jia-qiang, LIU Li, XIE Jun-feng, et al. Effect of sulfate reducing bacteria from corrosion scale of oil pipeline on corrosion behavior of Q235 steel[J]. Corrosion & protection, 2018, 39(1): 6-16.
- [24] 陈悟, 汪文俊, 向福, 等. 腐蚀生物膜垢中硫酸盐还原菌的系统进化分析[J]. 微生物学通报, 2008, 35(2): 161-165.  
CHEN Wu, WANG Wen-jun, XIANG Fu, et al. Lineages evolution analysis of Sulfate-reducing bacteria in the corrosion biofilm[J]. Microbiology, 2008, 35(2): 161-165.
- [25] 张小里, 陈志昕, 刘海洪, 等. 环境因素对硫酸盐还原菌生长的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2000, 20(4): 224-229.  
ZHANG Xiao-li, CHEN Zhi-xin, LIU Hai-hong, et al. Effect of environment factors on the groth of sulfate-reducing bacteria[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2000, 20(4): 224-229.
- [26] XU C M, ZHANG Y H, CHENG G X, et al. Corrosion behavior of 316L stainless steel in the combination action of sulfate-reducing and iron-oxidizing bacterias[J]. Transactions of materials and heat treatment, 2006, 110(4): 104-108.
- [27] 范梅梅. 二氧化碳存在条件下 SRB 在管道内腐蚀状况研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2011.  
FAN Mei-mei. Study of pipeline internal corrosion of sulfate-reducing bacteria in the presence of carbon dioxide[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2011.
- [28] 刘玉秀. 硫酸盐还原菌 (SRB) 对碳钢腐蚀行为影响的研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2002.  
LIU Yu-xiu. Influence of sulphate-reducing bacteria on the corrosion behavior of carbon steel[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2002.