

L80 油管钢在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中的腐蚀行为

林海¹, 许杰¹, 幸雪松¹, 范白涛¹, 杨进², 王晓鹏¹

(1. 中海石油有限公司天津分公司, 天津 300452; 2. 中国石油大学 石油工程学院, 北京 102249)

摘要: 目的 研究 L80 油管在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中的腐蚀行为。方法 利用扫描电镜 (SEM)、EDAX 能谱分析 L80 油管内壁腐蚀产物形貌特征和化学组成, 采用高温高压反应釜, 以实际油水分离的水样为腐蚀介质进行模拟实验, 研究原油含水率、 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 分压和温度对 L80 油管腐蚀速率的影响规律。结果 在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中, L80 油管内壁呈现明显的局部腐蚀特征, 部分表面点蚀坑深度超过 100 μm , 形成 FeS 、 FeCO_3 等腐蚀产物。随着含水率的增加, L80 油管腐蚀速率逐渐增大, 含水率为 30% 时的腐蚀速率为 0.0377 mm/a, 含水率为 100% 时的腐蚀速率为 0.0952 mm/a。 CO_2 分压不变时, 随着 H_2S 分压的增加, L80 钢的腐蚀速率增大, H_2S 分压为 0.04 MPa 时的腐蚀速率为 0.0377 mm/a, H_2S 分压为 0.3 MPa 时的腐蚀速率为 0.0952 mm/a; H_2S 分压不变时, 随着 CO_2 分压的增大, L80 钢腐蚀速率变化不明显且腐蚀速率较小。随着温度的升高, 腐蚀速率先以较大幅度增大, 再以较小幅度减小, 从 40 $^{\circ}\text{C}$ 增加至 100 $^{\circ}\text{C}$ 时, 腐蚀速率由 0.0083 mm/a 升至 0.1264 mm/a, 100 $^{\circ}\text{C}$ 左右时的腐蚀速率最大, 120 $^{\circ}\text{C}$ 对应的腐蚀速率为 0.106 mm/a。结论 L80 油管在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中以均匀腐蚀和局部点蚀为主。L80 油管腐蚀速率对 H_2S 分压比 CO_2 分压更敏感, CO_2 分压增大促使具有良好保护性的 FeCO_3 保护膜的形成, 降低了腐蚀速率。温度升高至一定范围, 导致碳酸盐等难溶性盐溶解度降低, 并覆盖在钢表面形成保护层, 从而使腐蚀速率下降。

关键词: L80 油管钢; $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 腐蚀; 腐蚀产物; 腐蚀速率; 腐蚀形貌; 影响因素

中图分类号: TG172.3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2016)05-0084-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.05.013

Corrosion Behavior of L80 Tubing Steel in $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ Environment

LIN Hai¹, XU Jie¹, XING Xue-song¹, FAN Bai-tao¹, YANG Jin², WANG Xiao-peng¹

(1. CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300452, China;

2. Department of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

ABSTRACT: **Objective** To study the corrosion behavior of L80 tubing in $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ environment. **Methods** Scanning elec-

收稿日期: 2016-01-19; 修订日期: 2016-04-12

Received: 2016-01-19; **Revised:** 2016-04-12

基金项目: 总公司科技重大专项 (YXKY-2013-TJ-01); 总公司科技重大专项 (YXKY-2015-TJ-04)

Fund: Supported by Science Fund for CNOOC Science and Technology Major Projects (YXKY-2013-TJ-01, YXKY-2015-TJ-04)

作者简介: 林海 (1987—), 男, 硕士, 助理工程师, 研究方向为岩石力学、油套管腐蚀与防护。

Biography: LIN Hai (1987—), Male, Master, Assistant engineer, Research focus: rock mechanics, casing corrosion and protection.

通讯作者: 许杰 (1980—), 男, 高级工程师, 渤海石油研究院钻完井总师, 主要研究方向为钻井工程。

Corresponding author: XU Jie (1980—), Male, Senior engineer, Chief engineer of drilling and completion of Bohai Oil Research Institute, Research focus: drilling engineering.

tron microscopy (SEM) and EDAX energy spectrum were used to analyze appearance characteristics and chemical compositions of corrosion products, and simulation experiment was conducted using HTHP autoclave and actual water sample after oil/water separation as the corrosive medium, to study the influence law of water cut, $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ partial pressure and temperature on L80 tubing corrosion rate. **Results** In $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ environment, L80 tubing inwall had obvious local corrosion characteristics, the depth of pitting corrosion in part area was more than $100\ \mu\text{m}$, and corrosion products such as FeS , FeCO_3 were formed. With the increase of water cut, the corrosion rate of L80 tubing gradually increased, the corrosion rate was $0.0377\ \text{mm/a}$ when water cut was 30%, the corrosion rate was $0.0952\ \text{mm/a}$ when water cut was 100%. When the CO_2 partial pressure was constant, with the increase of H_2S partial pressure, L80 steel corrosion rate increased; the corrosion rate was $0.0377\ \text{mm/a}$ when H_2S partial pressure was $0.04\ \text{MPa}$; the corrosion rate was $0.0952\ \text{mm/a}$ when H_2S partial pressure was $0.3\ \text{MPa}$. When the H_2S partial pressure was constant, with increasing CO_2 partial pressure, the corrosion rate of L80 steel did not significantly change, and the corrosion rate was smaller. With increasing temperature, the corrosion rate firstly significantly increased, and then decreased with a smaller amplitude. The corrosion rate changed from $0.0083\ \text{mm/a}$ to $0.1264\ \text{mm/a}$ when the temperature increased from $40\ ^\circ\text{C}$ to $100\ ^\circ\text{C}$, and the corrosion rate was the largest at about $100\ ^\circ\text{C}$. The corrosion rate was $0.106\ \text{mm/a}$ when the temperature was $120\ ^\circ\text{C}$. **Conclusion** L80 tubing had mainly uniform and local corrosion in $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ environment. The corrosion rate of L80 tubing was more sensitive to H_2S partial pressure than CO_2 partial pressure. Good FeCO_3 protective film was formed when CO_2 partial pressure increased, reducing the corrosion rate. When the temperature increased to a certain range, the solubility of carbonate and other slightly soluble salts was reduced, forming a protective layer on steel surface to decrease the corrosion rate.

KEY WORDS: L80 tubing steel; $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ corrosion; corrosion product; corrosion rate; corrosion morphology; influencing factors

油气资源开发过程中,腐蚀是制约油气高效开发的关键因素, CO_2 和 H_2S 是最常见的两种有害腐蚀介质^[1-3]。随着我国能源需求的不断增加,高含 CO_2 和 H_2S 的油气田开发对油套管材质的要求更加苛刻,我国塔里木、四川、华北、吉林,及渤海地区的渤南、渤中、蓬莱油气田群等油套管腐蚀现象严重^[4-5],以 CO_2 腐蚀破坏为主,由腐蚀造成的直接和间接的经济损失巨大,合理选择油套管材质对油气安全开采和降低投入成本具有重要意义^[6-7]。单一 CO_2 和 H_2S 腐蚀机理及防护的研究已取得突破性进展^[8-13], CO_2 和 H_2S 共存环境中的腐蚀机理研究偏少,但油气生产过程中的伴生气多含有 CO_2 和 H_2S ,两种腐蚀性气体共存条件下的腐蚀理论需要进一步完善^[14-20]。本文选择渤海地区蓬莱油田 CO_2 和 H_2S 共存的油套管腐蚀环境,对使用5年的L80油管钢进行腐蚀试验研究,从油管内壁腐蚀形貌、腐蚀产物化学组成等方面研究该环境下L80油管钢的腐蚀行为,结合井下油管服役工况进行现场模拟实验,探讨温度、 H_2S 和 CO_2 浓度、含水率等因素对油套管钢腐蚀行为和腐蚀速率的影响,评估L80管材在油井井下条件下的有效性,为该油田油管设计和油管钢寿命评估提供数据和理论支撑。

1 现场 L80 油管实验

1.1 L80 材料检测

实验选用现场服役近5年的废弃L80油管,为与原始材料进行对照,需对该油管的化学成分进行检测,其成分(以质量分数计)为:C 0.32%, Si 0.19%, Mn 1.35%, P 0.0088%, S 0.015%, Cr 0.24%, Cu 0.033%, Mo<0.10%。可知成分正常,符合使用标准。

1.2 宏观腐蚀形貌

利用VHX-2000体视显微镜对L80油管内壁带锈表面腐蚀形貌进行观察,如图1所示。由图1可



图1 L80油管内壁宏观腐蚀形貌

Fig.1 Macro-morphology of inner wall of L80 tubing

知,不同位置处内壁表面锈迹明显,油管内壁覆盖一层腐蚀产物,部分表面锈层已经堆积形成腐蚀产物层,说明内壁腐蚀相当严重,因此 L80 油管钢在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中受到腐蚀气体的侵蚀作用而发生腐蚀现象。

1.3 微观腐蚀形貌

对 L80 油管内壁进行 SEM 扫描电镜,分析油管内壁产物的微观形貌,如图 2 所示。从图 2 中可知, L80 油管内壁表面附着腐蚀产物,且表面较为致密,有明显的局部腐蚀甚至点蚀,部分区域腐蚀产物已剥落。对该样品腐蚀产物进行 EDAX 能谱分析,如图 3 所示。

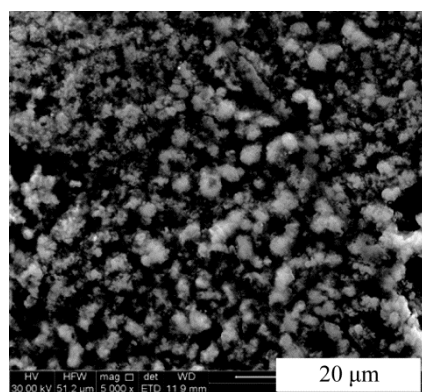


图 2 L80 油管内壁产物 SEM 微观形貌

Fig.2 SEM micro-morphology of inner wall of L80 tubing

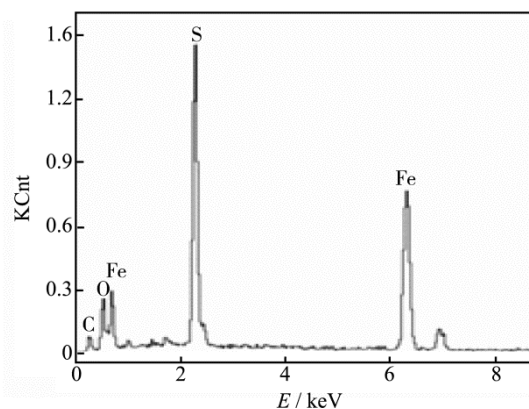


图 3 L80 油管内壁腐蚀能谱分析结果

Fig.3 EDAX result of inner wall of L80 tubing

由图 3 可知 L80 油管内壁腐蚀产物主要由 Fe、S、O 和 C 四种元素构成,这与该油管所处的腐蚀环境有关。油气生产过程中,原油及伴生气中含有 CO_2 、 H_2S 等腐蚀性气体, L80 油管在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中发生 CO_2 、 H_2S 腐蚀,内壁腐蚀形成 FeS 、 FeCO_3 等腐蚀产物。

对 L80 油管内壁腐蚀产物进行祛除处理,观察内壁表面的特征。该样品用清洗液 (500 mL $\text{HCl}+500 \text{ mL H}_2\text{O}+3\sim 5 \text{ g}$ 六次甲基四胺)除去内壁表面的腐蚀介质,用棉签重复擦洗表面,最后使用丙酮清洗并烘干,通过观察表面腐蚀形貌,判断其腐蚀类型,如图 4 所示。由图 4 可知, L80 油管内壁腐蚀产物坑密集且尺寸较大,部分位置有明显的裂纹,某些区域分布大面积凹陷,主要以全面的均匀腐蚀和局部点蚀为主。

为进一步确认点蚀程度,通过体视显微镜观察点蚀坑深度,见图 5。可知油管内壁存在均匀腐蚀和局部腐蚀,以均匀腐蚀为主,表面有较大、较深的点蚀坑,超过 $100 \mu\text{m}$,局部达 $124.6 \mu\text{m}$,腐蚀严重。

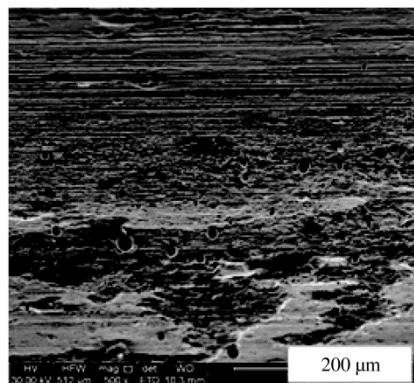


图 4 L80 油管内壁除去腐蚀产物后 SEM 微观形貌

Fig.4 SEM micro-morphology of L80 tubing inner wall after removing corrosion products

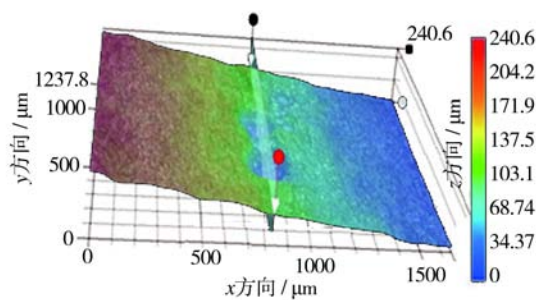


图 5 L80 油管内壁点蚀形貌

Fig.5 Pitting morphology of L80 tubing inner wall

2 室内模拟实验及结果分析

实验材料为该油田同材质、未服役的 L80 油管,试样尺寸为 $50 \text{ mm} \times 10 \text{ mm} \times 3 \text{ mm}$,腐蚀实验使用高温高压釜,实验介质取自该油田 B1 井的油样油水分离所得水样做母液进行模拟实验,根据油田不

同出产时间段的典型油水比,向母液中加入不同比例的石油原油,形成含水率为 5%、30%、50%和 80%的 4 种实验介质,实验过程中分别改变含水率、CO₂ 分压、H₂S 分压和温度,以研究不同因素对 L80

油管腐蚀速率的影响,实验条件见表 1,各实验的总压为 10 MPa,实验时间为 720 h。实验标准参照 GB/T 15970—2007。

表 1 腐蚀实验参数
Tab.1 The parameters of corrosion experiment

Factors	H ₂ S partial pressure /MPa	CO ₂ partial pressure /MPa	Watercut /%	Temperature /℃
Experiment1	0.15	1.08	5, 30, 50, 80, 100	80
Experiment2	0.04, 0.15, 0.3	1.08	80	80
Experiment3	0.15	0.5, 1.08, 1.5	80	80
Experiment4	0.15	1.08	80	40, 60, 80, 100, 120

在 80 ℃, CO₂ 分压为 1.08 MPa 和 H₂S 分压为 0.15 MPa 的腐蚀条件下,改变腐蚀介质的含水率,研究含水率对腐蚀速率的影响规律,见图 6。由图 6 可知,随着腐蚀介质中含水率的增加,L80 钢的腐蚀速率逐渐增大,说明原油含水率的增加促进了油套管钢的腐蚀。根据 NACE RP-0775—2005 标准,含水率为 30%时,腐蚀速率为 0.0377 mm/a,腐蚀介质对 L80 油管腐蚀作用轻微;含水率从 50%增加至 80%时,腐蚀速率增加明显;含水率为 100%时,腐蚀速率为 0.0952 mm/a,此时腐蚀介质对 L80 油管的腐蚀程度属于中度腐蚀。含水率随着油气长时间开采而不断升高,应定期检查油管的腐蚀情况。

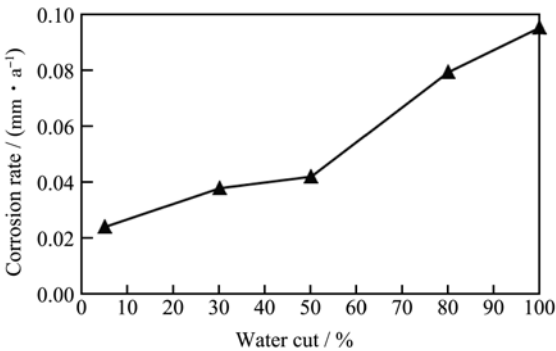


图 6 L80 油管在不同含水率介质中的腐蚀速率
Fig.6 Corrosion rates of L80 tubing in different water cut mediums

在 80 ℃, CO₂ 分压为 1.08 MPa 和含水率为 80%的腐蚀条件下,改变 H₂S 分压,研究 H₂S 含量对腐蚀速率的影响规律,见图 7。由图 7 可知,腐蚀环境中 CO₂ 分压保持不变,随着 H₂S 分压的增

加,L80 油管钢的腐蚀速率增大。H₂S 分压为 0.04 MPa 时的腐蚀速率为 0.0377 mm/a,当 H₂S 分压达到 0.15 MPa 时,腐蚀速率呈明显增加的趋势,H₂S 分压为 0.3 MPa 时的腐蚀速率为 0.0952 mm/a。该条件下 L80 油管腐蚀类型以 H₂S 腐蚀为主,对 L80 油管的腐蚀程度达中度腐蚀以上,局部点腐蚀严重,EDAX 能谱分析可知腐蚀产物为硫化物 FeS。

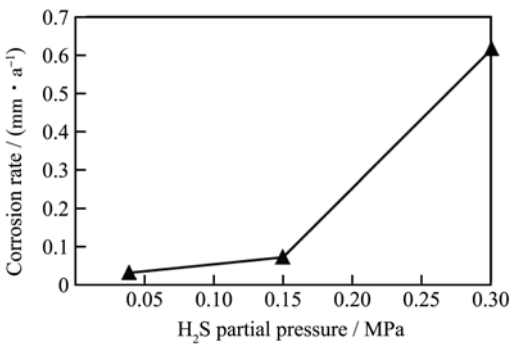


图 7 L80 油管在不同 H₂S 分压中的腐蚀速率
Fig.7 Corrosion rates of L80 tubing under different H₂S partial pressure

在 80 ℃, H₂S 分压为 0.15 MPa 和含水率为 80%的腐蚀条件下,改变 CO₂ 分压,研究 CO₂ 含量对腐蚀速率的影响规律,见图 8。由图 8 可知,腐蚀环境中 H₂S 分压保持不变,随着 CO₂ 分压的增大,L80 油管钢腐蚀速率变化不明显且腐蚀速率较小;该条件下,CO₂ 分压为 1.08 MPa 时腐蚀速率为 0.0817 mm/a,CO₂ 分压为 1.5 MPa 时的腐蚀速率为 0.077 mm/a,两者对应的腐蚀速率相差不大,可能是因为 CO₂ 分压增大促使具有良好保护性的

难溶碳酸盐 FeCO_3 增多,覆盖在钢表面形成保护膜而降低腐蚀速率。

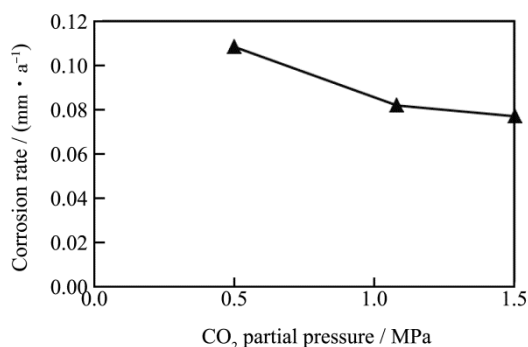


图 8 L80 油管在不同 CO_2 分压中的腐蚀速率

Fig.8 Corrosion rates of L80 tubing under different CO_2 partial pressure

在含水率为 80%, CO_2 分压为 1.08 MPa 和 H_2S 分压为 0.15 MPa 的条件下,改变腐蚀介质的温度,测得 L80 油管腐蚀速率,见图 9。由图 9 可知,随着温度的升高, L80 油管钢的腐蚀速率先以较大幅度增大后再以较小幅度减小。40 °C 时的腐蚀速率为 0.0083 mm/a, 100 °C 时的腐蚀速率为 0.1264 mm/a, 在 100 °C 左右达到最大,而 120 °C 对应的腐蚀速率为 0.106 mm/a。当温度从 40 °C 升到 100 °C 时, L80 油管钢的腐蚀速率随温度的升高而增大,这是因为温度上升活化了阴阳极反应。在 100 °C 至 120 °C 之间出现下降趋势,可能是因为温度升高导致碳酸盐等难溶性盐溶解度降低,致使覆盖在钢表面的钙镁沉积层增厚,形成保护层,使腐蚀速率下降。

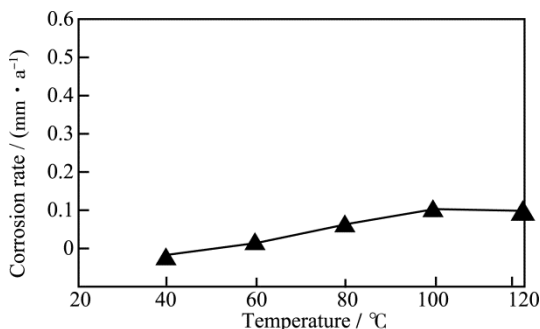


图 9 L80 油管在不同温度条件下的腐蚀速率

Fig.9 Corrosion rates of L80 tubing under different temperature conditions

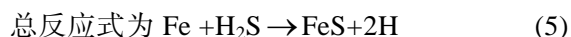
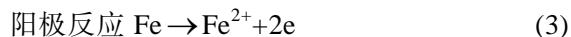
3 讨论

油气中的 3 种腐蚀介质 O_2 、 CO_2 、 H_2S 中, H_2S

在水中的溶解度最高。 H_2S 溶于水后很快电离,使水具有酸性:



在钢表面发生电化学反应如下:



随着含水率的增加, H_2S 在水中的含量增加,一定程度上加速了钢的腐蚀。 H_2S 分压处于较低值时,随着 H_2S 分压的增加, L80 钢腐蚀速率加快,呈现局部腐蚀特征。 H_2S 在水中的电化学反应产物氢,与缺陷钢材容易结合,表现出应力腐蚀敏感。

CO_2 溶于水产生 H_2CO_3 , 发生电离而使水具有酸性:



CO_2 在钢表面发生的电化学反应式与 H_2S 相同,总反应式为:



CO_2 腐蚀在钢表面形成腐蚀产物碳酸盐 FeCO_3 、结垢产物 CaCO_3 , 在钢表面形成保护层,从而降低腐蚀速率(图 7 所示),这说明 L80 钢对 H_2S 更敏感。

研究表明, $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 200$ 时, L80 钢在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境以 H_2S 腐蚀(点蚀)为主^[17], 优先形成 FeS 膜,阻碍具有良好保护性 FeCO_3 膜的生成, FeS 膜存在高密度缺陷特征,导致 L80 钢局部腐蚀的发生。

温度是影响 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境中腐蚀的重要因素,温度从 40 °C 升高至 100 °C, 腐蚀速率持续增加, 钢表面生成保护性差的 FeS ; 温度超过 100 °C, 腐蚀速率下降,这是因为温度影响了气体在介质中的溶解度,导致其溶解度下降,抑制腐蚀速率。可认为, $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境中存在以 CO_2 或 H_2S 主导腐蚀的温度过渡点。

4 结论

1) 分析宏观、微观腐蚀形貌可知, L80 油管内壁覆盖一层腐蚀产物,部分表面形成腐蚀产物层,且表面较为致密,存在明显的局部腐蚀甚至点蚀现象。腐蚀产物 EDAX 能谱分析研究表明主要由 Fe、

S、O 和 C 四种元素构成, L80 油管在 CO_2 、 H_2S 共存腐蚀环境中发生腐蚀形成 FeS 、 FeCO_3 等腐蚀产物。

2) 在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境中, 随着含水率的增加, L80 油管腐蚀速率逐渐增大, 说明含水率的增加促进了油套管钢的腐蚀。

3) 保持 CO_2 分压不变时, 随着 H_2S 分压的增加, L80 油管呈现局部腐蚀特征; 保持 H_2S 分压不变时, 随着 CO_2 分压的增大, L80 油管腐蚀速率变化不明显且腐蚀速率较小, 可能是因为 CO_2 分压增大促使具有良好保护性的 FeCO_3 增多, 油管表面形成保护膜而降低腐蚀速率。 H_2S 分压对 L80 油管腐蚀速率的影响比 CO_2 分压更显著。

4) 在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境中, 随着温度的升高, L80 油管钢的腐蚀速率先以较大幅度增大后再以较小幅度减小。在 40~100 $^{\circ}\text{C}$ 范围内, 温度上升活化了阴阳极反应促使腐蚀速率增大; 在 100~120 $^{\circ}\text{C}$ 范围内, 可能是因为温度升高导致碳酸盐等难溶性盐溶解度降低, 使油管表面的钙镁沉积层增厚形成保护层, 从而使腐蚀速率下降。

参考文献

- [1] 王斌, 周小虎, 李春福, 等. 钻完井在高温高压 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存条件下套管、油管腐蚀研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(2): 67—69.
WANG Bin, ZHOU Xiao-hu, LI Chun-fu, et al. Study on Corrosion Behavior on Casing and Tubing during Drilling and Completion Operation in HTHP $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ Environment[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(2): 67—69.
- [2] 王成达, 严密林, 赵新伟, 等. 油气田开发中 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 腐蚀研究进展[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2005, 20(5): 66—70.
WANG Cheng-da, YAN Mi-lin, ZHAO Xin-wei, et al. Research Progress of $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ Corrosion in Oil and Gas Development[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2005, 20(5): 66—70.
- [3] 王峰, 王立贤, 刘智勇, 等. TP110TS 油管在酸性气田环境中的应力腐蚀行为研究[J]. 表面技术, 2015, 44(3): 57—62.
WANG Feng, WANG Li-xian, LIU Zhi-yong, et al. Study on Stress Corrosion Behavior of TP110TS Oil Pipeline Steel in the Sour Gas Field Environment[J]. Surface Technology, 2015, 44(3): 57—62.
- [4] 万里平, 孟英峰, 梁发书. 油气田开发中的二氧化碳腐蚀及影响[J]. 全面腐蚀控制, 2003, 17(2): 14—17.
WANG Li-ping, MENG Ying-feng, LIANG Fa-shu. Carbon Dioxide Corrosion and Its Influence Factors in Oil/Gas Field Exploitation[J]. Total Corrosion Control, 2003, 17(2): 14—17.
- [5] 姚晓, 冯玉军. 国内外气田开发中管内 CO_2 腐蚀研究进展[J]. 油气储运, 1996, 15(2): 97—99.
YAO Xiao, FENG Yu-jun. Research Progress of Intratube CO_2 Corrosion in Gas Field Development at Home and Abroad[J]. Journal of Oil and Gas Storage and Transportation, 1996, 15(2): 97—99.
- [6] 徐士祺, 曹宝格, 郝上京. 温度对油气管道的 CO_2 腐蚀速率的影响研究[J]. 管道技术与设备, 2008(3): 32—33.
XU Shi-qi, CAO Bao-ge, HAO Shang-jing. Study of the Effect of Carbon Dioxide Corrosion on Oil and Gas Pipelines by Temperature[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2008(3): 32—33.
- [7] 朱培珂, 邓金根, 闫伟, 等. 3Cr 和 13Cr 钢在高矿化度 CO_2 环境中的腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2014, 35(12): 1221—1225.
ZHU Pei-ke, DENG Jin-gen, YAN Wei, et al. Corrosion Behavior of 3Cr and 13Cr in High Salinity Brine and CO_2 Environment[J]. Corrosion & Protection, 2014, 35(12): 1221—1225.
- [8] SIDDQUI R A. Hydrogen Embrittlement in 0.31% Carbon Steel Used for Petrochemical Applications[J]. Journal of Material Processing Technology, 2005(170): 430—435.
- [9] HEUER J K, STUBBINS J F. Microstructure Analysis of Coupons Exposed to Carbon Dioxide Corrosion in Multi-phase Flow[J]. Corrosion, 1998, 54(7): 566—575.
- [10] 张学元, 邸超, 雷良才. 二氧化碳腐蚀与控制[M]. 北京: 化学工业出版社, 2000.
ZHANG Xue-yuan, DI Chao, LEI Liang-cai. CO_2 Corrosion and Control[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2000.
- [11] 孙建波, 柳伟, 路明旭. 成分和组织影响钢 CO_2 腐蚀的研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2008, 28(4): 246—249.
SUN Jian-bo, LIU Wei, LU Ming-xu. Investigation Progress of Effect of Alloying Elements and Microstructure on CO_2 Corrosion Behavior of Steel[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2008, 28(4): 246—249.
- [12] 陈东, 柳伟, 路明旭. CO_2 分压对 N80 钢腐蚀产物膜保护性能的影响[J]. 北京科技大学学报, 2007, 29(3): 288—292.
CHEN Dong, LIU Wei, LU Ming-xu. Influence of CO_2 Partial Pressure on the Protection Property of Corrosion Scale Formed on N80 Steel[J]. Journal of University of Science and Technology Beijing, 2007, 29(3): 288—292.
- [13] 熊颖, 陈大钧, 王君, 等. 油气开采中 H_2S 腐蚀的影响因素研究[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2007, 24(6): 18.
XIONG Ying, CHEN Da-jun, WANG Jun, et al. The In-

- fluence Factors of H_2S Corrosion in the Oil and Gas Research[J].Petroleum and Chemical Corrosion and Protection, 2007, 24(6): 18.
- [14] 李鹤林, 白真权, 刘道新, 等.模拟油田 H_2S/CO_2 环境 N80 钢的腐蚀及影响因素研究[J].材料保护, 2003, 36 (4): 32—34.
LI He-lin, BAI Zhen-quan, LIU Dao-xin, et al.Study on Corrosion and Influencing Factors of N80 Steel in Simulating CO_2/H_2S Environment[J]. Materials Protection, 2003, 36 (4): 32—34.
- [15] 张清, 李全安, 文九巴, 等. H_2S 分压对油管钢 CO_2/H_2S 腐蚀的影响[J].腐蚀科学与防护技术, 2004, 16(6): 395—397.
ZHANG Qing, LI Quan-an, WEN Jiu-ba, et al.Effect of H_2S Partial Pressure on CO_2/H_2S Corrosion of Oil Tube Steels[J].Corrosion Science and Protection, 2004, 16(6): 395—397.
- [16] 艾志久, 范钰伟, 赵乾坤. H_2S 对油气管材腐蚀及防护研究综述[J].表面技术, 2015, 44(9): 108—112.
AI Zhi-jiu, FAN Yu-wei, ZHAO Qian-kun. Review on H_2S Corrosion of Oil Gas Tubing and Its Protection[J].Surface Technology, 2015, 44(9): 108—112.
- [17] 闫伟, 邓金根, 董星亮.油管钢在 CO_2/H_2S 环境中的腐蚀产物及腐蚀行为[J].腐蚀与防护, 2011,32(3): 193—196.
YAN Wei, DENG Jin-gen, DONG Xing-liang, et al. Corrosion Products and Corrosion Behavior of Tubing Steel in CO_2/H_2S Environment[J].Corrosion & Protection, 2011, 32(3):193—196.
- [18] 吕旺燕,于全成,王振尧,等.P265GH 低合金钢在模拟污染大气环境中的腐蚀行为[J].装备环境工程, 2015, 12 (4):66—71.
LYU Wang-yan, YU Quan-cheng, WANG Zhen-yao, et al. Corrosion Behavior of Low Alloy Steel P265GH in Simulated Atmospheric Environment with Pollutants[J]. Equipment Environmental Engineering, 2015, 12 (4): 66—71.
- [19] 刘巾军.铝合金在模拟海岛环境中腐蚀产物的红外光谱研究[J].装备环境工程, 2015, 12 (4): 124—128.
LIU Jin-jun.IR Analysis of Corrosion Products on Aluminum Alloy in Simulate Island Environments[J]. Equipment Environmental Engineering, 2015, 12 (4):124—128.
- [20] 邢青,郭为民,陈祥曦,等.铜合金在模拟深海低温条件下的电偶腐蚀行为研究[J].装备环境工程, 2015, 12 (2):1—5.
XING Qing, GUO Wei-ming, CHEN Xiang-xi, et al. Study on Galvanic Corrosion Behavior of Copper Alloys in Simulated Deep Sea Low-temperature Environment [J]. Equipment Environmental Engineering, 2015, 12 (2):1—5.