

低含 H₂S 工况下 110SS 的超临界 CO₂ 腐蚀行为

何松¹, 王贝², 谢仁军¹, 王贊², 谷林¹, 邢希金¹

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2. 北京科技大学, 北京 100083)

摘要: 目的 明确低含 H₂S 工况下, 110SS 钢在超临界 CO₂ 相中的适用性及腐蚀行为。方法 利用高温高压反应釜对高温高压低含 H₂S 气井的井底腐蚀工况进行模拟, 采用腐蚀失重法获取腐蚀速率, 结合激光共聚焦显微镜、扫描电子显微镜 (SEM)、能谱仪 (EDS) 及 X 射线衍射仪 (XRD) 对腐蚀行为进行分析研究。结果 在 141 °C、13.3 MPa CO₂ 分压、1.33 kPa H₂S 分压工况下, 110SS 在含饱和水的超临界中均呈现均匀腐蚀特征, 腐蚀速率为 0.017 mm/a, 腐蚀轻微, CO₂ 腐蚀占主导地位。基体表面腐蚀产物膜分布并不均匀, 呈水珠状分布, 产物膜为单层结构, 腐蚀产物以碳酸亚铁为主, 含少量 H₂S 腐蚀产物, 且 H₂S 腐蚀多集中于水珠状区域内部。腐蚀产物膜由不连续的晶粒构成, 部分部位基体直接暴露于腐蚀性介质中, 对基体的保护有限。结论 以 0.125 mm/a 作为油套管选材标准, 对于仅含凝析水, 无积水问题的气井, 可选用 110SS 管材作为油套管材质 (温度 ≤ 141 °C, CO₂ 分压 ≤ 13.3 MPa, H₂S 分压 ≤ 1.33 kPa, Cl⁻ 质量浓度 ≤ 4646 mg/L)。

关键词: 110SS; 超临界 CO₂; H₂S; 高温高压; 腐蚀; 油套管

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-9242(2021)01-0064-06

DOI: 10.7643/ issn.1672-9242.2021.01.010

Corrosion Behavior of 110SS Steel in Supercritical CO₂ Phase under Environment with Low H₂S

HE Song¹, WANG Bei², XIE Ren-jun¹, WANG Yun², GU Lin¹, XING Xi-jin¹

(1. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China;
2. University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China)

ABSTRACT: To clarify the applicability and corrosion mechanism of 110SS steel in supercritical CO₂ phase under environment with low H₂S, HTHP reactor was adopted to simulate the HTHP low H₂S environment at the bottom of gas well. The corrosion rate was measured by weight loss methods; the corrosion behavior was analyzed by the laser scanning confocal microscope (LSCM), the scanning electron microscope (SEM), energy spectrum (EDS), and X-ray diffraction (XRD). The results show that 110SS steel presents uniform corrosion characteristics in the supercritical CO₂ phase containing saturated water, with corrosion rates of 0.017 mm/a at 141 °C, 13.3 MPa CO₂ partial pressure, and 1.33 kPa H₂S partial pressure. CO₂ controls the corrosion. The corrosion film is distributed unevenly in the shape of water beads and has a monolayer structure. The corrosion products are mainly FeCO₃, containing a small amount of H₂S, and H₂S corrosion is mostly concentrated in the interior of the

收稿日期: 2020-09-29; 修订日期: 2020-11-25

Received: 2020-09-29; Revised: 2020-11-25

基金项目: 渤中 19-6 凝析气田开发钻完井关键技术研究及应用-I 期 (YXKY-2020-TJ-03)

Fund: Supported by Research and Application of Key Drilling and Completion Technologies for BZ19-6 Condensate Gas Field Development (Phase I) (YXKY-2020-TJ-03)

作者简介: 何松 (1985—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为油田化学。

Biography: HE Song (1985—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: oilfield chemistry.

通讯作者: 邢希金 (1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为油田化学。

Corresponding author: XING Xi-jin (1981—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: oilfield chemistry.

water-bead area. The corrosion film is composed of discontinuous grains, and some parts of the matrix are directly exposed to the corrosive medium, so the protection of the matrix is limited. Taking 0.125 mm/a as the casing and tubing material selection standard, 110SS steel can be selected as casing and tubing material for gas wells with only condensate water and without water accumulation ($T \leq 141^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{CO}_2} \leq 13.3 \text{ MPa}$, $P_{\text{H}_2\text{S}} \leq 1.33 \text{ kPa}$, $\text{Cl}^- \leq 4646 \text{ mg/L}$).

KEY WORDS: 110SS steel; supercritical CO₂; H₂S; HTHP; corrosion; casing and tubing

随着含硫油气藏的不断开采, 近年来对高强度抗硫钢的需求日益迫切。其中, 高强度抗硫套管 110SS 在含硫油气藏中已有较多应用, 关于其在 CO₂/H₂S 环境中的耐蚀性能目前已有较多研究^[1-11]。研究表明, 110SS 具有非常好的抗硫性能, 其在饱和 H₂S 的 A 溶液中加载 90% 名义屈服强度下 720 h 不开裂^[1]。110SS 的耐蚀性能受温度、H₂S 分压、CO₂ 分压、Cl⁻等因素影响。陈文等^[2]发现 110SS 的气液相腐蚀速率最大值出现在 90 °C, 在 90 °C 气相中的腐蚀速率为 0.838 mm/a, 液相中腐蚀速率为 1.130 mm/a, 且腐蚀产物以硫铁化合物为主。王云帆等^[3]模拟了井口、井中、井底不同位置工况下 110SS 的服役工况, 发现随 H₂S 分压、CO₂ 分压、温度增加, 110SS 的腐蚀速率先降低再升高。伍丹丹等^[4]的研究表明, 110SS 腐蚀速率随介质中 Cl⁻ 浓度的升高先增加、后减小。刘丽等^[5]研究了 H₂S/CO₂ 分压比对 110SS 钢腐蚀产物膜结构和性能的影响, 结果表明, CO₂/H₂S 共存工况下, 腐蚀产物以 FeS_{1-x} 为主, 且随着 CO₂ 分压的增加, FeS_{1-x} 腐蚀产物膜的保护性增强。

随着深海油气田的开采, 油套管材面临的服役工况日趋恶劣, 我国某些气井井底温度可达 200 °C 以上, 压力 90 MPa 以上, CO₂ 含量更是最高可达 70% (质量分数), 且含有一定量的 H₂S。此时井下管柱处于极端高温高压 (Ultra-HTHP) 超临界 CO₂ 腐蚀工况。目前绝大部分超临界 CO₂ 腐蚀领域的研究集中于温度较低、CO₂ 分压 10 MPa 以下的工况, 更为恶劣的服役工况下的研究成果仍然极为缺少。已有结果表明, 在超临界 CO₂ 工况下, 材料可能面临严重的腐蚀问题^[12-25], 如 Zhang 等^[12]研究发现, 在腐蚀初期, X65 钢在含有超临界 CO₂ 的去离子水中的腐蚀速率比在低压 (1 MPa) 下的腐蚀速率大 3 倍。Wei^[13]、Hua^[14-16] 和 Xiang^[17] 等也发现在某些超临界 CO₂ 环境中, 钢的腐蚀速率甚至会大于 10 mm/a。而在此类极端服役工况下, 110SS 的耐蚀行为目前仍缺少关键数据, 从而制约了其在气井中的应用。

基于上述问题, 开展超高温高压超临界 CO₂ 工况下 110SS 的腐蚀行为及产物膜特征研究, 以明确极端苛刻工况下 110SS 材质的适用性及局限性, 为超高温高含 CO₂ 工况下的井下管材选择提供借鉴, 并推动超临界 CO₂ 工况下腐蚀机理的研究。

1 试验

1.1 材料与溶液

实验所用 110SS 钢的化学成分 (以质量分数计) 为: C 0.24%, Si 0.234%, Mn 0.34%, V 0.004%, Cu 0.0551%, Ni 0.0381%, Cr 0.899%, Mo 10.685%, Fe 余量。实验溶液为模拟某气田凝析水, 采用化学纯 99.9% 试剂配制, 其离子含量为: Na⁺ 3888 mg/L, Ca²⁺ 7 mg/L, HCO₃⁻ 3602 mg/L, Cl⁻ 4646 mg/L。试样尺寸为 50 mm×13 mm×3 mm, 实验前试样均需用砂纸打磨至 800#, 再经丙酮除油、去离子水清洗、酒精脱水、冷风吹干备用。

1.2 试验方法

腐蚀模拟实验在高温高压反应釜中进行 (如图 1 所示), 挂片一端开直径 5 mm 的圆孔。于超临界相中放置 5 个平行样, 其中 3 个试样用于称量腐蚀前以及腐蚀后酸洗除膜后的质量, 用以计算试样的平均腐蚀速率, 其余 2 个试样分别用于表面及截面的微观形貌观察及物相分析。

实验前先在溶液中通入 N₂ 除氧处理 8 h, 然后将溶液装入高压釜中, 同时将试样放入釜内。升温至实

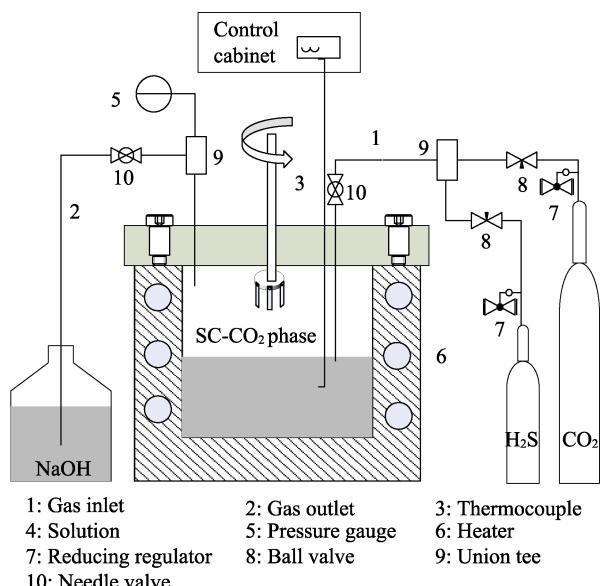


图 1 高温高压反应釜
Fig.1 Schematic diagram of high temperature and high pressure reactor

验温度 141 °C，继续通入 N₂除氧处理 2 h，然后采用增压泵将 CO₂ 分压升至 13.3 MPa，H₂S 分压升至 1.33 kPa。实验周期为 168 h。实验结束后，采用激光扫描共聚焦显微镜观察表面三维形貌，采用扫描电镜进行腐蚀产物膜的微观形貌观察，采用 EDS 分析表面腐蚀产物膜元素分布及富集，采用 XRD 进行腐蚀产物膜物相鉴定分析。

2 结果及分析

110SS 钢在 141 °C、13.3 MPa CO₂、1.33 kPa H₂S 工况下腐蚀 168 h 后，去除腐蚀产物膜前后的宏观形貌如图 2 所示。由图 2 可见，试样表面已生成一层黑色的腐蚀产物膜，但该层膜极薄，去除腐蚀产物膜后，试样表面仍有金属光泽。同时，利用激光共聚焦扫描显微镜对试样表面进行三维形貌观察（如图 3 所示），发现打磨痕迹依然清晰可见，无点蚀、局部腐蚀痕迹，表明试样腐蚀轻微，且呈均匀腐蚀特征。经失重法测得其腐蚀速率为 0.017 mm/a。参照中海油对于油套管选材的腐蚀速率要求标准，对于仅含凝析水，无积水问题的气井，可选用 110SS 管材作为油套管材质（温

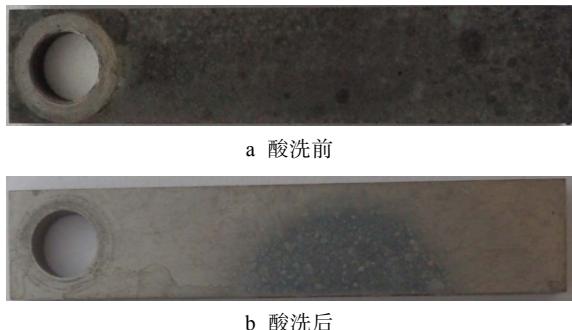


图 2 13.3 MPa CO₂、1.33 kPa H₂S 工况下浸泡 168 h 后 110SS 钢的宏观形貌

Fig.2 Microstructure of 110SS steel immersed in 13.3 MPa CO₂ and 1.33 kPa H₂S for 168 h: a) before pickling; b) after pickling

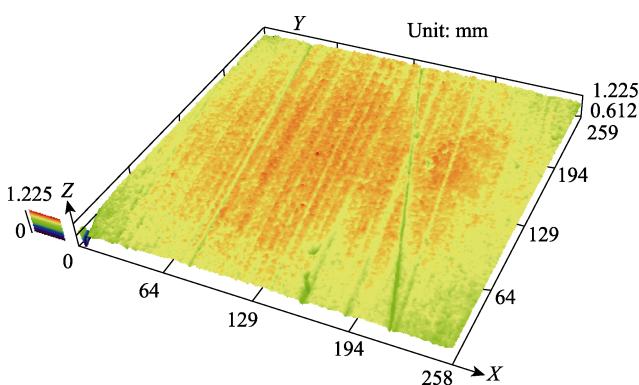


图 3 13.3 MPa CO₂、1.33 kPa H₂S 工况下浸泡 168 h 后 110SS 钢的三维形貌

Fig.3 Three-dimensional structure of 110SS steel immersed in 13.3 MPa CO₂ and 1.33 kPa H₂S for 168 h

度 ≤ 141 °C，CO₂ 分压 ≤ 13.3 MPa，H₂S 分压 ≤ 1.33 kPa，Cl⁻质量浓度 ≤ 4646 mg/L）。

采用 XRD 对 110SS 表面的腐蚀产物膜物相进行分析，结果如图 4 所示。由于腐蚀轻微，该层腐蚀产物膜非常薄，XRD 可检测到基体信号。腐蚀产物的主要组分为 FeCO₃，含少量的 CrS，未检测到明显的铁硫化合物信号。表明在该工况下，由于 H₂S 分压较低，CO₂ 腐蚀起主导作用。其中，CO₂ 的腐蚀机制如式（1）—（6）所示。

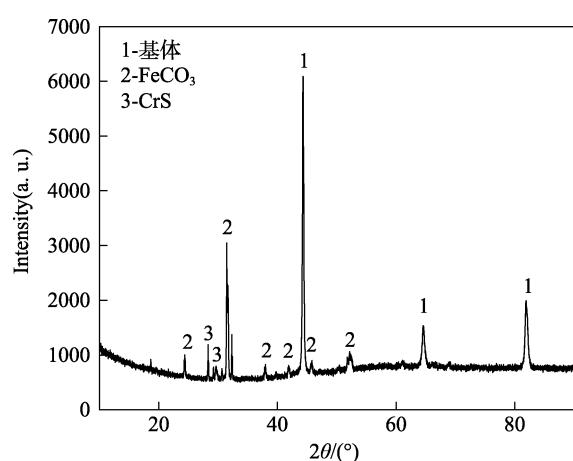
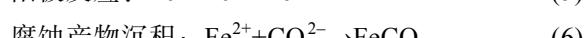
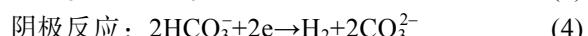


图 4 XRD 分析结果
Fig.4 XRD analysis results

110SS 试样表面腐蚀产物膜的微观形貌及对应区域的 EDS 分析结果如图 5 和图 6 所示。由图 5 可见，在超临界相中，试样表面的腐蚀产物膜并非均匀分布，其上可见较为密集的水珠状分布痕迹，水珠直径约为 0.3~1 mm。造成该现象的主要原因为在含饱和水的超临界相中，由于试样表面温度略低，其上会有冷凝水析出，而冷凝水珠内外的腐蚀环境不同，导致其腐蚀形貌也存在差异。具体而言，水珠覆盖区域（区域 A）由于直接被液态水覆盖，腐蚀相对于水珠未覆盖区域（区域 B）腐蚀相对较为严重，Fe²⁺浓度较高，晶粒更大。EDS 测试结果显示，水珠覆盖区的腐蚀产物膜中含一定量的 S 元素，表明在该低 H₂S 分压工况下，仍然存在少量的 H₂S 腐蚀，且多集中于被液态水覆盖区域。无水珠覆盖区的 S 元素含量极低，表明其上 H₂S 腐蚀非常轻微。进一步地，采用 EDS 面扫技术对腐蚀产物膜表面的元素分布进行分析。如图 7 所示，结果与图 6 的 EDS 测试结果一致，在水珠状痕迹内部发生了硫元素及钙元素的富集。表

明 H₂S 腐蚀主要发生在有冷凝水析出区域。钙元素的富集则主要是因为模拟溶液中含少量钙离子, 而试验温度较高(温度越高, 碳酸钙的溶度积常数越低), 有少量的碳酸钙发生了沉积。

将试样用环氧树脂固定后, 对腐蚀产物膜截面形态及元素分布进行测试分析, 如图 8 所示, 110SS 的腐蚀产物膜为单层结构, 由不连续的晶粒构成, 最大厚度约为 5 μm。部分晶粒之间存在明显孔隙, 基体直接暴露于腐蚀性介质中, 腐蚀产物膜对基体的保护有限。采用 EDS 对腐蚀产物膜组分进行了分析, 结果如图 9 所示。腐蚀产物膜主要由碳酸亚铁构成, 未检测到 S 元素, 表明该工况下主要以 CO₂ 腐蚀为主, H₂S 腐蚀非常轻微。对于 H₂S-CO₂ 共存的腐蚀环境, 通常认为 CO₂ 与 H₂S 的分压比($P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}}$)为关键性因素。当 $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}} > 500$ 时, CO₂ 控制整个腐蚀过程, 腐蚀产物主要是 FeCO₃。

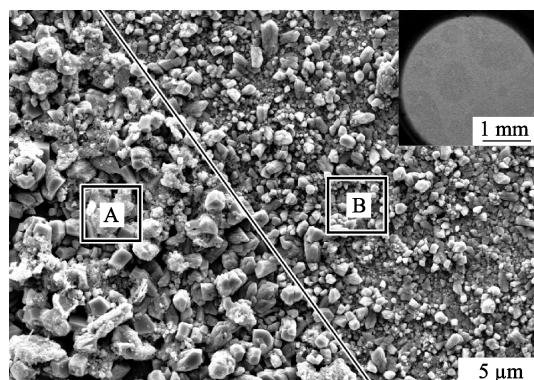


图 5 腐蚀产物膜微观形貌
Fig.5 Microstructure of corrosion film

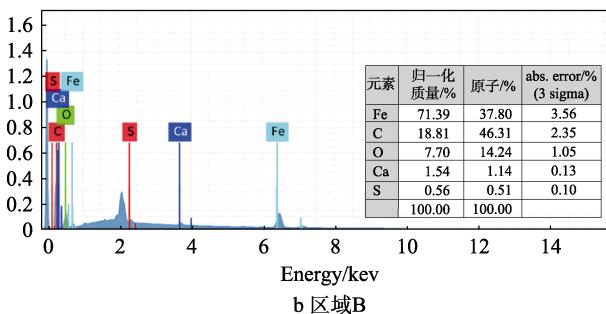
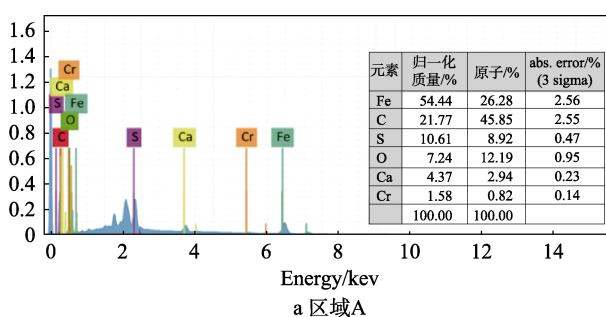


图 6 EDS 测试结果
Fig.6 EDS test results: a) area A; b) area B

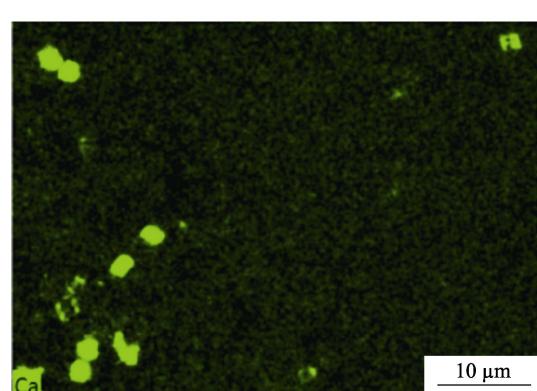
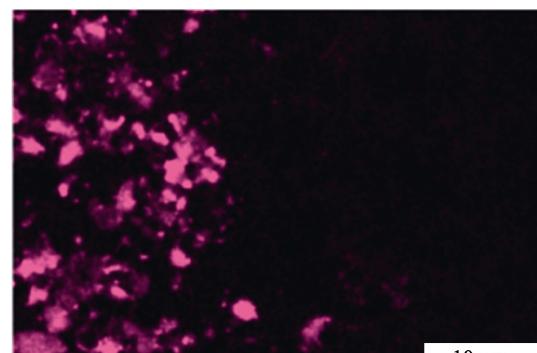


图 7 腐蚀产物膜表面硫元素及钙元素分布
Fig.7 Distribution of sulfur and calcium on the surface of corrosion film

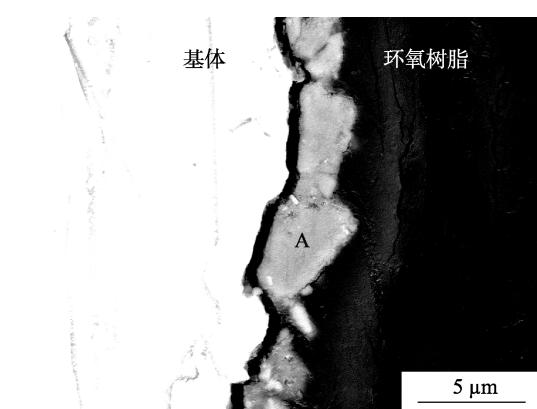


图 8 腐蚀产物膜截面微观形貌
Fig.8 Cross-section microstructure of corrosion film

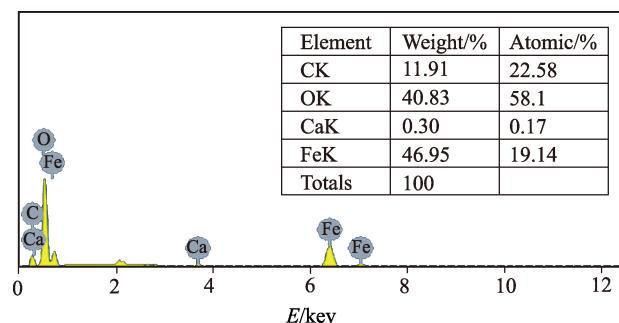


图 9 腐蚀产物膜截面 A 点 EDS 测试结果
Fig.9 EDS test results of corrosion film section point A

3 结论

1) 在 141 °C、13.3 MPa CO₂ 分压、1.33 kPa H₂S 分压下, 110SS 在含饱和水的超临界相中均呈现均匀腐蚀特征, 腐蚀速率为 0.017 mm/a。

2) CO₂ 腐蚀占主导地位。腐蚀产物呈单层结构, 腐蚀产物以碳酸亚铁为主, 含少量 H₂S 腐蚀产物, 且 H₂S 腐蚀多集中于冷凝水析出部位。腐蚀产物膜由不连续的晶粒构成, 部分部位基体直接暴露于腐蚀性介质中, 对基体的保护有限。

3) 以 0.125 mm/a 作为油套管选材标准, 对于仅含凝析水, 无积水问题的气井, 可选用 110SS 管材作为油套管材质(温度≤141 °C, CO₂ 分压≤13.3 MPa, H₂S 分压≤1.33 kPa, Cl⁻ 质量浓度≤4646 mg/L)。

参考文献:

- [1] 邢娜, 何立波, 黄宝, 等. 国外非 API 高耐蚀油套管品种开发现状[J]. 世界钢铁, 2012, 12(4): 42-49.
XING Na, HE Li-bo, HUANG Bao, et al. Development status of non-API tube and casing with high corrosion resistance[J]. World iron & steel, 2012, 12(4): 42-49.
- [2] 陈文, 谷坛, 余华利, 等. 温度对 VM110SS 套管钢在酸性环境中腐蚀行为的影响[J]. 石油与天然气化工, 2014, 43(2): 161-164.
CHEN Wen, GU Tan, YU Hua-li, et al. Influence of temperature on corrosion behavior of VM110SS casing steel in sour environment[J]. Chemical engineering of oil & gas, 2014, 43(2): 161-164.
- [3] 王云帆. P110SS 钢在高含 H₂S 与 CO₂ 条件下的腐蚀规律[J]. 断块油气田, 2017, 24(6): 863-866.
WANG Yun-fan. Corrosion rule of P110SS under high H₂S and CO₂ conditions[J]. Fault-block oil & gas field 2017, 24(6): 863-866.
- [4] 伍丹丹, 肖琪, 王树涛, 等. 抗硫套管钢 P110SS 在高含 H₂S/CO₂、Cl⁻ 共存条件下的腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2014, 35(2): 112-115.
WU Dan-dan, XIAO Qi, WANG Shu-tao, et al. Corrosion behavior of sulfide-resistant casing steel P110SS under condition of high containing H₂S/CO₂ and Cl⁻[J]. Corrosion & protection, 2014, 35(2): 112-115.
- [5] 刘丽, 李佳蒙, 王书亮, 等. H₂S/CO₂ 分压比和浸泡时间对 P110SS 钢腐蚀产物膜结构和性能的影响[J]. 材料保护, 2020, 53(7): 30-40.
LIU Li, LI Jia-meng, WANG Shu-liang, et al. Effects of partial pressure ratios of H₂S/CO₂ and immersion time on the structure and properties of P110SS steel corrosion product film[J]. Materials protection, 2020, 53(7): 30-40.
- [6] 刘飞, 黄金营, 周仕明, 等. P110 钢和 TP110SS 钢在含不同饱和气体 NaCl 溶液中的腐蚀行为[J]. 机械工程材料, 2016, 40(3): 31-34.
LIU Fei, HUANG Jin-ying, ZHOU Shi-ming, et al. Corrosion behavior of P110 and TP110SS steels in NaCl solution containing different saturated gases[J]. Materials for mechanical engineering, 2016, 40(3): 31-34.
- [7] 毛学强, 谢俊峰, 樊文, 等. 某气田含硫气井井筒的腐蚀行为及防腐蚀选材[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(10): 946-949.
MAO Xue-qiang, XIE Jun-feng, FAN Wen. Corrosion behavior and material selection of tubing for a H₂S containing gas well[J]. Corrosion & protection, 2013, 34(10): 946-949.
- [8] 李冬梅, 龙武, 邹宁. 低 H₂S、高 CO₂ 超深井环境中 P110SS 抗硫钢的腐蚀行为[J]. 表面技术, 2016, 45(7): 102-108.
LI Dong-mei, LONG Wu, ZOU Ning. Corrosion behavior of P110SS anti-sulfer pipeline steel in low H₂S and high CO₂ partial pressure environment of ultradeep well[J]. Surface technology, 2016, 45(7): 102-108.
- [9] 关建庆, 王树涛, 黄雪松, 等. 元素硫对抗硫套管钢 P110SS 腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(08): 663-666.
GUAN Jian-qing, WANG Shu-tao, HUANG Xue-song, et al. Effects of elemental sulfur on corrosion behavior of sulfur-resistant casing steel P110SS[J]. Corrosion & protection, 2013, 34(8): 663-666.
- [10] 王树涛, 郑新艳, 李明志, 等. 抗硫套管钢 P110SS 在高含 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀行为和硫化物应力开裂敏感性研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2013, 25(01): 7-12.
WANG Shu-tao, ZHENG Xin-yan, LI Ming-zhi, et al. Corrosion behavior and sulfide stress cracking sensitivity of sulfide-resistant casing steel P110SS in hyperbaric H₂S/CO₂ environment[J]. Corrosion science and protection technology, 2013, 25(1): 7-12.
- [11] 黄雪松, 卢贵武, 张庆生, 等. P110SS 抗硫套管在高含硫气井环空保护液中的整体性能研究[J]. 石油与天然气化工, 2013, 42(1): 45-48.
HUANG Xue-song, LU Gui-wu, ZHANG Qing-sheng, et al. Overall performance study on P110SS sulfur-resistant casing in the high sulfide gas well annulus protection fluid[J]. Chemical engineering of oil and gas, 2013, 42(1): 45-48.
- [12] ZHANG Yu-cheng, PANG Xiao-lu, QU Shao-peng, et al. Discussion of the CO₂ corrosion mechanism between low partial pressure and supercritical condition[J]. Corrosion science, 2012, 59: 186-197.
- [13] WEI Liang, PANG Xiaolu, LIU Chao, et al. Formation mechanism and protective property of corrosion product scale on X70 steel under supercritical CO₂ environment[J]. Corrosion science, 2015, 100: 404-420.
- [14] HUA Y, BARKER R, CHARPENTIER T, et al. Relating iron carbonate morphology to corrosion characteristics for water-saturated supercritical CO₂ systems[J]. The journal of supercritical fluids, 2015, 98: 183-193.
- [15] HUA Y, BARKER R, NEVILLE A. Comparison of corrosion behaviour for X-65 carbon steel in supercritical

- CO₂-saturated water and water-saturated/unsaturated supercritical CO₂[J]. *The journal of supercritical fluids*, 2015, 97: 224-237.
- [16] HUA Y, BARKER R, NEVILLE A. Effect of temperature on the critical water content for general and localised corrosion of X65 carbon steel in the transport of supercritical CO₂[J]. *International journal of greenhouse gas control*, 2014, 31: 48-60.
- [17] XIANG Yong, LONG Zheng-wei, LI Chen, et al. Inhibition of N80 steel corrosion in impure supercritical CO₂ and CO₂-saturated aqueous phases by using imino inhibitors[J]. *International journal of greenhouse gas control*, 2017, 63: 141-149.
- [18] CUI Gan, YANG Zi-qing, LIU Jian-guo, et al. A comprehensive review of metal corrosion in a supercritical CO₂ environment[J]. *International journal of greenhouse gas control*, 2019, 90: 102814.
- [19] ZHU Zhong-liang, CHENG Yi, XIAO Bo, et al. Corrosion behavior of ferritic and ferritic-martensitic steels in supercritical carbon dioxide[J]. *Energy*, 2019, 175: 1075-1084.
- [20] CHOI Y S, NESIC S, YOUNG D. Effect of impurities on the corrosion behavior of CO₂ transmission pipeline steel in supercritical CO₂-water environments[J]. *Environmental science & technology*, 2010, 44(23): 9233-9241.
- [21] NICOLAS S, KARSTEN P. CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. II. Partitioning in chloride brines at 12~100 °C and up to 600 bar[J]. *Geochimica ET cosmochimica acta*, 2005, 69(13): 3309-3320.
- [22] WEI Liang, PANG Xiao-lu, GAO Ke-wei. Effect of small amount of H₂S on the corrosion behavior of carbon steel in the dynamic supercritical CO₂ environments[J]. *Corrosion science*, 2016, 103: 132-144.
- [23] SIM S, COLE I. S, CHOI Y S, et al. A review of the protection strategies against internal corrosion for the safe transport of supercritical CO₂ via steel pipelines for CCS purposes[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 29: 185-199.
- [24] SUN Chong, SUN Jian-bo, WANG Yong, et al. Synergistic effect of O₂, H₂S and SO₂ impurities on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ system[J]. *Corrosion Science*, 2016, 107: 193-203.
- [25] 何松, 邢希金, 刘书杰, 等. 硫化氢环境下常用油井管材质腐蚀规律研究[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 14-20.
HE Song, XING Xi-jin, LIU Shu-jie, et al. Corrosion rules of commonly used oil well pipes in hydrogen sulfide environment[J]. *Surface technology*, 2018, 47(12): 14-20.