

环境因素对 BT80S-5Cr 抗 CO₂/H₂S 腐蚀套管 均匀腐蚀速率的影响

石晓霞, 雷鸣, 詹飞, 强强, 张程远
(内蒙古包钢钢联股份有限公司, 内蒙古 包头 014010)

摘要: 通过模拟国内某油田腐蚀工况, 采用高温高压釜模拟腐蚀试验, 利用失重法研究试验周期、温度、CO₂ 及 H₂S 分压环境因素对 BT80S-5Cr 油套管均匀腐蚀速率的影响。研究表明, 随着试验周期的延长, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐降低, 且降幅趋于平缓, 试验周期 360 h 是 BT80S-5Cr 在该油气田模拟工况下衡量耐蚀性能的最佳试验周期; 随着试验温度的提高, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐增加, 试验温度 100 °C 的试验钢的均匀腐蚀速率是试验温度 40 °C 时的均匀腐蚀速率的 1.67 倍; 随着 CO₂ 分压的提高, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐增加, CO₂ 分压 1.0 MPa 的试验钢均匀腐蚀速率是不含 CO₂ 时的均匀腐蚀速率的 10 倍; 随着 H₂S 分压的提高, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐降低, 微量 H₂S 气体的引入对试验钢电化学腐蚀行为有一定的抑制作用。

关键词: 套管; BT80S-5Cr; 腐蚀速率; CO₂/H₂S

DOI:10.19938/j.steelpipe.1001-2311.2024.5.15.19

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Effect of Environmental Factors on Uniform Corrosion Rate of BT80S-5Cr Anti-CO₂/H₂S Corrosion Casing

SHI Xiaoxia, LEI Ming, ZHAN Fei, QIANG Qiang, ZHANG Chengyuan
(Inner Mongolia Baogang Steel Union Co., Ltd., Baotou 014010, China)

Abstract: For simulation the corrosive working conditions of a certain domestic oil field, the corrosion test is conducted with the high temperature/high pressure caldron and the weight loss method to investigate the effects of relevant environmental factors on the uniform corrosion rate of the BT80S-5Cr oil casing, including the test cycle, the temperature and the CO₂ and H₂S partial pressures. The results show that along with the extension of the test period, the uniform corrosion rate of the test steel gradually decreases, and the decrease tends to be steady and slow; and the test period of 360 h is the best test period for the BT80S-5Cr steel to measure the corrosion resistance under the simulated working conditions of the said oil/gas field; with the increase of test temperature, the uniform corrosion rate of the test steel gradually increases; the uniform corrosion rate of the test steel as tested at 100 °C is 1.67 times that of the test steel as tested at 40 °C; With the increase of the CO₂ partial pressure, the uniform corrosion rate of the test steel gradually increases, and the uniform corrosion rate of the test steel with a partial pressure of CO₂ of 1.0 MPa is 10 times that of the test steel free of CO₂; along with the increase of the H₂S partial pressure, the uniform corrosion rate of the test steel gradually decreases, and the introduction of trace H₂S gas has a certain inhibitory effect on the electrochemical corrosion behavior of the test steel.

Key words: casing; BT80S-5Cr; corrosion rate; CO₂/H₂S

油气开采过程中, CO₂ 和 H₂S 是常见且危害极大的两种腐蚀气体介质, 它们不仅给油田造成了巨大的经济损失, 而且往往带来一些灾难性的后果,

石晓霞(1984-), 女, 博士, 正高级工程师, 主要从事油井管品种开发工作。

如人员伤亡、停工停产以及环境污染等^[1]。据统计, 全球约 1/2 的油气田均含有 H₂S 和 CO₂, 美国、俄罗斯、伊朗、法国等国家也都有不同含量的有 H₂S 和 CO₂ 油气田。我国含 H₂S 和 CO₂ 的油气田储量占全国油气田储量的三分之一, 主要分布在四川盆地、鄂尔多斯盆地和渤海湾盆地、塔里木盆地、长

庆、华北地区等^[2]。CO₂ 腐蚀主要因 CO₂ 气体溶于水生成碳酸而引起电化学反应导致石油管材发生腐蚀^[3]，H₂S 除了造成电化学腐蚀外，最具危害的还是金属力学化学腐蚀，即 HIC 和 SSC 等。在同时含有高浓度 H₂S 和高浓度 CO₂ 的体系中，CO₂ 与 H₂S 共同作用下的腐蚀过程及其机理国内外尚无统一认识。究其原因，影响 CO₂/H₂S 腐蚀的因素繁杂，主要分为材质因素和环境因素。材质因素包括热处理状态及材料化学成分等，环境因素主要包括温度、CO₂/H₂S 分压、流速、Cl⁻ 浓度及 pH 值等，这些因素协同作用，使得 CO₂/H₂S 腐蚀机理十分复杂。BT80S-5Cr 是包钢开发的具有自主知识产权抗 CO₂/H₂S 腐蚀专用油套管，本文模拟国内某油田腐蚀工况，借助高温高压釜模拟腐蚀试验，利用失重法研究试验周期、温度、CO₂ 及 H₂S 分压环境因素对 BT80S-5Cr 油套管均匀腐蚀速率的影响，为油套管选材、工况适用性评价提供技术支撑。

1 试验方法

研究对象选用 Φ139.7 mm×7.72 mm 规格 BT80S-5Cr 抗 CO₂/H₂S 腐蚀专用套管，该钢材的具体化学成分见表 1。

表 1 BT80S-5Cr 试验钢化学成分(质量分数) %

C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	V	Al	RE
0.10	0.28	0.41	0.014	0.002	4.99	0.48	0.045	0.032	适量

切取 Φ139.7 mm×7.72 mm×300 mm 样管 1 支，加工成 40 mm×10 mm×3 mm 的腐蚀挂片若干，挂片一端加工 Φ6 mm 的圆孔用于腐蚀试验悬挂固定。挂片样品 6 个面均采用砂纸逐级打磨，随后脱水、干燥、测量称重后置于干燥器皿备用。依据 JB/T 7901—1999《金属材料实验室均匀腐蚀全浸试验方法》，采用 10 L 高温高压釜进行模拟工况浸泡腐蚀试验，腐蚀模拟溶液组成及模拟腐蚀试验条件见表 2~3。

表 2 模拟工况腐蚀试验溶液离子组成 mg/L

Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	矿化度	pH 值
37 648	5 784	945	69 910	1 301	254	115 800	5

将挂片试样固定在釜中，注入模拟溶液后充 N₂ 除氧 4 h 以上，升温到预定温度后，通入试验气体至试验压力。试验结束后，通入 N₂ 除去釜内剩

表 3 模拟腐蚀试验条件

试验周期 T/h	试验温度 t/°C	P _{CO2} /MPa	P _{H2S} /kPa
120	70	0.5	10
240	70	0.5	10
260	70	0.5	10
720	70	0.5	10
240	40	0.5	10
240	100	0.5	10
240	70	0	10
240	70	1.0	10
240	70	0.5	0
240	70	0.5	100

余气体，取出样品后采用去膜液去除样品表面腐蚀产物，用流动清水冲洗、酒精脱水、冷风吹干，随后采用电子天平称重，采用公式(1)计算样品均匀腐蚀速率。

$$R = \frac{8.76 \times 10^7 \times (M - M_1)}{STD} \quad (1)$$

式中 R —— 腐蚀速率，mm/a；

M —— 试验前的试样质量，g；

M_1 —— 试验后的试样质量，g；

S —— 试样的总面积，cm²；

D —— 材料的密度，kg/m³。

2 试验结果及分析

油套管用碳锰钢和含 Cr 中低合金钢材料耐蚀性的强弱关键在于能否形成腐蚀产物膜以及形成的腐蚀产物膜是否对基体进一步腐蚀有抑制作用。具有积极作用的腐蚀产物膜的形成受材料本身和腐蚀环境的影响，不同材质在相同或不同的腐蚀环境下形成的腐蚀产物膜结构、物相组成与基体结合紧密程度均存在较大的差异。

2.1 试验周期对试验钢均匀腐蚀速率的影响

不同试验周期条件下试验钢的均匀腐蚀速率如图 1(a)所示。之所以研究试验周期对均匀腐蚀速率的影响主要是由于腐蚀产物膜的形成需要一定的过程，随着其稳定且对基体有一定保护作用的腐蚀产物膜形成，均匀腐蚀速率将趋于平缓，此时获得的均匀腐蚀速率更能精确地评估材料服役效果或年限。在 CO₂ 腐蚀介质中，碳钢通常可以形成 FeCO₃ 腐蚀产物膜，对于含 Cr 的中低合金钢还会存在具有离子选择性的非晶态 Cr(OH)₃，在 H₂S 腐蚀介质中，通常形成 Fe_xS_y 膜，在 CO₂ 与 H₂S 环境中的腐

蚀产物膜结构影响着整个腐蚀进程和腐蚀速率,含Cr钢腐蚀产物主要由 $\text{Cr}(\text{OH})_3$ 、 FeCO_3 和 Fe_xS_y 构成^[4-8]。从图1(a)可以看出,试验周期120 h时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.35 mm/a,试验周期240 h时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.22 mm/a,相较于试验周期120 h的试验钢,均匀腐蚀速率降低了37.14%;试验周期360 h时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.17 mm/a,相较于试验周期120 h的试验钢,均匀腐蚀速率降低了51.42%,相较于试验周期240 h的试验钢,均匀腐蚀速率降低了22.72%,均匀腐蚀速率降幅减小;试验周期720 h时,试验钢均匀腐蚀速率也约为0.17 mm/a,试验周期360~720 h时,均匀腐蚀速率趋于平稳。随着试验周期的延长,试验钢均匀腐蚀速率逐渐降低,试验周期360 h时,对基体进一步腐蚀有抑制作用的腐蚀产物膜逐渐形成,故是BT80S-5Cr在本油气田模拟工况下(CO_2 分压0.5 MPa、 H_2S 分压10 kPa、试验温度70℃)衡量其耐蚀性能的最佳试验周期。

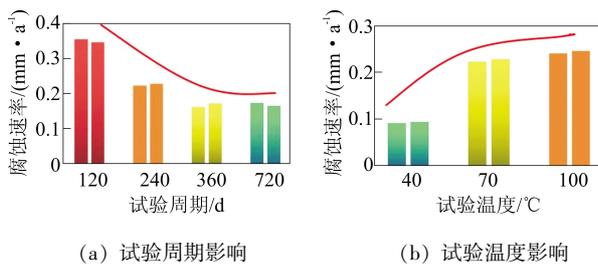


图1 试验周期和温度对试验钢均匀腐蚀速率的影响

2.2 试验温度对试验钢均匀腐蚀速率的影响

不同试验温度条件下试验钢的均匀腐蚀速率如图1(b)所示。可以看出,试验温度为40℃时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.09 mm/a,属于轻微腐蚀,该工况服役一般不需要防腐。试验温度70℃时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.22 mm/a,均匀腐蚀速率是试验温度为40℃的试验钢均匀腐蚀速率的2.44倍;试验温度100℃时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.24 mm/a,相较于试验温度70℃的试验钢均匀腐蚀速率提高了9.09%,均匀腐蚀速率增幅明显减小。从化学反应的角度分析,温度升高,一方面 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 气体在介质中的溶解度降低抑制了腐蚀的进行;另一方面,温度升高各反应进行的速度加快促进了腐蚀的进行。从腐蚀产物膜形成角度分析,温度对于含Cr耐蚀性能的影响主要通过影响腐蚀产物的致密度、晶粒大小以及对基体的附着能力,

进而影响材料的腐蚀速率。在40~100℃区间,试验温度为40℃时,因为温度相对较低,溶液中腐蚀介质的扩散速度相对较慢,试样表面的电化学反应速率相对较慢。温度升高,溶液离子扩散速度加快,腐蚀加快,温度升高促进材料腐蚀的进行占据了主导位置。何连等^[9]研究温度对三种Cr钢腐蚀行为表明,试验温度40~150℃时,随着温度的升高,1Cr及3Cr均匀腐蚀均呈先升高后降低的趋势,试验温度在80℃左右时,腐蚀速率达到最大值,13Cr腐蚀速率则随温度的升高而逐渐增大。Cr含量的增加有利于材料最大耐蚀速率向更高试验温度偏移。董会等^[10]研究 CO_2 腐蚀环境中温度对5Cr钢腐蚀性能的影响表明,试验温度40~150℃时,随着温度的升高,5Cr钢腐蚀性能均呈先升高后降低的趋势,试验温度在90℃左右时,腐蚀速率达到最大值,与测试研究结果基本一致。

2.3 CO_2 分压对试验钢均匀腐蚀速率的影响

不同 CO_2 分压条件下试验钢的均匀腐蚀速率如图2(a)所示。可以看出, CO_2 分压为0时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.04 mm/a,此时,试验钢发生轻微的电化学腐蚀,主要是因10 kPa的 H_2S 溶于模拟溶液中造成; CO_2 分压为0.5 MPa时,试验钢均匀腐蚀速率约为0.22 mm/a,相较于 CO_2 分压为0的试验钢,均匀腐蚀速率增加了4.5倍; CO_2 分压为1.0 MPa时,试验钢均匀腐蚀速率约0.41 mm/a,相较于 CO_2 分压为0.5 MPa的试验钢,均匀腐蚀速率提高了86.36%。随着 CO_2 分压的增加,试验钢的均匀腐蚀速率逐渐提高。王珂等^[11]研究了低N80和3Cr油管钢在 CO_2 驱油协同缓蚀剂环境不同 CO_2 分压下的腐蚀速率,结果表明,无论是N80采用的碳锰钢还是3Cr中低合金钢, CO_2 分压值越大,研究对象的腐蚀速率越快。Zhang等^[12]研究碳锰钢腐蚀行为指出 CO_2 分压越高,溶液中 H_2CO_3 和 HCO_3^- 的浓度越高,腐蚀介质的pH值越低,材质的腐蚀越严重。Guo等^[13]研究2Cr在 CO_2 腐蚀环境中的腐蚀行为,提出 CO_2 分压影响溶液的pH值,进而影响含Cr钢的腐蚀形貌。然而,李猛等^[14]研究X100钢材在原油环境中的 CO_2 腐蚀行为表明,试验温度40℃环境下,随着 CO_2 分压的增加,材料表面膜变得致密,保护性增强,腐蚀速率随着 CO_2 分压的增加而降低。曾德智等^[15]研究了高温蒸汽环境中 CO_2 分压对3Cr钢腐蚀的影响表明,随着 CO_2 分压的升高,其腐蚀速率先升高后降低。可

见, CO_2 分压对材料的影响在不同的腐蚀环境将得到不一样的结论, 相同服役条件下不同材料同样表现出各异的耐腐蚀性, 电化学腐蚀行为不仅受材料本身耐蚀性强弱的影响, 而且腐蚀产物膜的行为直接影响材料的耐蚀结果, 研究 CO_2 分压对材料耐蚀性的影响需要与实际服役工况结合。

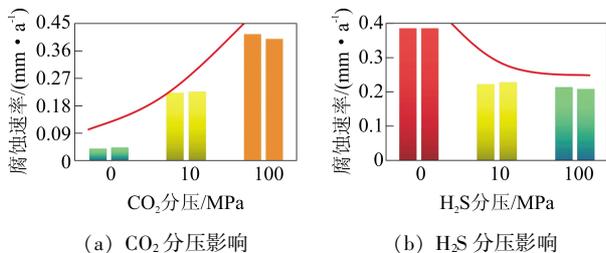


图2 CO_2 、 H_2S 分压对试验钢均匀腐蚀速率的影响

2.4 H_2S 分压对试验钢均匀腐蚀速率的影响

不同 H_2S 分压条件下试验钢的均匀腐蚀速率如图 2(b)所示, 可以看出, H_2S 分压为 0 时, 试验钢均匀腐蚀速率约为 0.38 mm/a, 此时试验钢发生的电化学腐蚀主要是 0.5 MPa 的 CO_2 腐蚀主导; H_2S 分压为 10 kPa 时, 试验钢均匀腐蚀速率约为 0.22 mm/a, 相较于 H_2S 分压为 0 的试验钢均匀腐蚀速率降低了 42.11%; H_2S 分压为 100 kPa 时, 试验钢均匀腐蚀速率约为 0.21 mm/a, 相较于 H_2S 分压为 10 kPa 的试验钢均匀腐蚀速率降低了 4.54%, 均匀腐蚀速率趋于平缓。在该腐蚀服役工况下, 微量 H_2S 气体的引入对试验钢电化学腐蚀行为有一定的抑制作用。姜放等^[16]研究结果表明, 在 CO_2 与 H_2S 共存条件下, CO_2 在液相中与钢中的 Fe 先发生作用生成 FeCO_3 , H_2S 在液相中与 FeCO_3 反应生成了更为稳定的 Fe_xS_y , 在液相中, Fe_xS_y 吸附层对离子的迁移起到了部分的阻拦作用, 因此, H_2S 对研究对象的腐蚀起到一定的抑制效果。Masamura K^[17]、Srinivasan S 等^[18]研究了 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存时的腐蚀特点, 结果表明, 当 H_2S 分压 $< 6.9 \times 10^{-5}$ MPa 时, 腐蚀以 CO_2 腐蚀为主, 温度高于 60 °C 时, 腐蚀速率由 FeCO_3 膜的保护性能决定, 与 H_2S 基本无关。当 H_2S 分压大于 6.9×10^{-5} MPa 时分两种情况: 即 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} > 200$ 时, 材料表面会形成较致密的 Fe_xS_y 膜, 使腐蚀速率降低; 当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 200$, 腐蚀以 H_2S 腐蚀为主, 一般会在材料表面优先生成一层 Fe_xS_y 膜, 此膜的形成会阻碍具有良好保护性的 FeCO_3 膜的生成, 最终的腐蚀速率由 FeS 和 FeCO_3 膜的稳定性及其保护状况决定。

3 结论

(1) CO_2 分压 0.5 MPa、 H_2S 分压 10 kPa、试验温度 70 °C 模拟腐蚀环境下, 随着试验周期的延长, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐降低。试验周期达到 360 h, 均匀腐蚀速率趋于平稳, 更适宜客观评价试验钢在该服役环境下的耐蚀性。

(2) CO_2 分压 0.5 MPa、 H_2S 分压 10 kPa、试验周期 240 h 模拟腐蚀环境下, 随着试验温度的提高, 试验钢均匀腐蚀速率逐渐增加。试验温度 100 °C 的试验钢腐蚀速率是试验温度 40 °C 试验钢均匀腐蚀速率的 2.67 倍, 温度对均匀腐蚀速率影响至关重要。

(3) H_2S 分压 10 kPa、试验温度 70 °C、试验周期 240 h 模拟腐蚀环境下, 随着 CO_2 分压的增加, 试验钢的均匀腐蚀速率增加, CO_2 分压为 1.0 MPa, 相较于 CO_2 分压为 0.5 MPa 的试验钢, 均匀腐蚀速率提高了 86.36%, 是不含 CO_2 的试验钢均匀腐蚀速率的 10 倍。

(4) CO_2 分压 0.5 MPa、试验温度 70 °C、试验周期 240 h 模拟腐蚀环境下, 随着 H_2S 分压的增加, 试验钢的均匀腐蚀速率降低, 微量 H_2S 气体的引入对试验钢电化学腐蚀行为有一定的抑制作用。

参考文献

- [1] 耿春雷, 顾军, 徐永模, 等. 油气田中 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 腐蚀与防护技术的研究进展[J]. 材料导报, 2009, 25(1): 119-122.
GENG Chunlei, GU Jun, XU Yongmo, et al. Research progress on $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ corrosion and protection technique in oil and gas fields[J]. Material Reports, 2009, 25(1): 119-122.
- [2] 张忠铎, 黄子阳, 孙元宁, 等. 3Cr 抗 CO_2 和 H_2S 腐蚀系列油套管开发[J]. 宝钢技术, 2006(3): 5-8.
ZHANG Zhonghua, HUANG Ziyang, SUN Yuaning, et al. Development of 3Cr series oil pipes with good CO_2 and H_2S corrosion resistant properties[J]. Baosteel Technology, 2006(3): 5-8.
- [3] 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, 2005, 20(5): 66.
WANG Chengda, YAN Milin, ZHAO Xinwei, 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, 2005, 20(5): 66.
- [4] 周卫军, 严密林, 王成达. CO_2 和微量 H_2S 共存条件下

- N80S 抗硫油管钢的腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2007, 28(7): 357-360.
- ZHOU Weijun, YAN Milin, WANG Chengda. Corrosion behavior of anti-sulfide tubing steel N80S in environment containing carbon dioxide and trace hydrogen sulfide[J]. Corrosion & Protection, 2007, 28(7): 357-360.
- [5] 李湛伟, 范洪远, 吴华. H₂S/CO₂ 及其共存条件下腐蚀研究进展[J]. 河南城建学院学报, 2010, 19(1): 59-65.
- LI Zhanwei, FAN Hongyuan, WU Hua. Research progress of H₂S/CO₂ corrosion on pipelines material[J]. Journal of Henan University of Urban Construction, 2010, 19(1): 59-65.
- [6] YIN Z F, ZHAO W Z. Corrosion behavior of SM 80SS tube steel in stimulant solution containing H₂S and CO₂[J]. Electrochimica Acta, 2008, 53: 3690-3700.
- [7] 吕祥鸿, 赵国仙, 张建兵, 等. 低 Cr 钢在 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀行为研究[J]. 材料工程, 2009(10): 20-26.
- LV Xianghong, ZHAO Guoxian, ZHANG Jianbing, et al. Corrosion behavior of low Cr steel at the simulated H₂S/CO₂ environments[J]. Materials Engineering, 2009(10): 20-26.
- [8] 吕祥鸿, 赵国仙, 王宇, 等. 低铬抗硫套管的 H₂S/CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 钢铁研究学报, 2010, 22(7): 23-28.
- LV Xianghong, ZHAO Guoxian, WANG Yu, et al. Study on H₂S/CO₂ corrosion behaviors of low-Cr acid resistant casing steel[J]. Journal of Iron and Steel Research, 2010, 22(7): 23-28.
- [9] 何连, 刘贤玉, 宋洵成, 等. 温度对三种 Cr 钢腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2017, 38(5): 391-394.
- HE Lian, LIU Xianyu, SONG Xuncheng, et al. Effect of temperature on corrosion behavior of 3 kinds of Cr steel [J]. Corrosion & Protection, 2017, 38(5): 391-394.
- [10] 董会, 赵国仙, 薛艳, 等. CO₂ 腐蚀环境中温度对 5Cr 钢腐蚀性能的影响[J]. 腐蚀与防护, 2010, 31(5): 365-368.
- DONG Hui, ZHAO Guoxian, XUE Yan, et al. Effect of temperature on corrosion resistance of 5Cr steel in carbon dioxide corrosion environment[J]. Corrosion & Protection, 2010, 31(5): 365-368.
- [11] 王珂, 张永强, 尹志福, 等. N80 和 3Cr 油管钢在 CO₂ 驱油环境中的腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2015, 36(8): 5-10.
- WANG Ke, ZHANG Yongqiang, YIN Zhifu, et al. Corrosion behavior of N80 and 3Cr tubing steels CO₂ flooding environment[J]. Corrosion & Protection, 2015, 36(8): 5-10.
- [12] ZHANG G A, ZENG Y, GUO X P, et al. Electrochemical corrosion behavior of carbon steel under dynamic high pressure H₂S/CO₂ environment[J]. Corrosion Science, 2012, 65: 37.
- [13] GUO S, XU L, ZHANG L, et al. Corrosion of alloy steels containing 2% chromium in CO₂ environment [J]. Corrosion Science, 2012, 63: 246.
- [14] 李猛, 汪嘉伟, 朱志博, 等. X100 钢材在原油环境中的 CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 热加工工艺, 2022, 51(18): 58-62.
- LI Meng, WANG Jiawei, ZHU Zhibo, et al. Study on CO₂ corrosion behavior of X100 steel in crude oil environment [J]. Hot Working Technology, 2022, 51(18): 58-62.
- [15] 曾德智, 董宝军, 石善志, 等. 高温蒸汽环境中 CO₂ 分压对 3Cr 钢腐蚀的影响[J]. 钢铁研究学报, 2018, 30(7): 7-11.
- ZENG Dezhi, DONG Baojun, SHI Shanzhi, et al. Effect of CO₂ partial pressure on corrosion of 3Cr steel in high temperature steam environment[J]. Journal of Iron and Steel Research, 2018, 30(7): 7-11.
- [16] 姜放, 戴海黔, 曹小燕, 等. 油套管在 CO₂ 和 H₂S 共存时的腐蚀机理研究[J]. 石油与天然气化工, 2005, 34(3): 213.
- JIANG Fang, DAI Haiqian, CAO Xiaoyan, et al. Study on the corrosion mechanism of oil casing when CO₂ and H₂S coexist[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2005, 34(3): 213.
- [17] MASAMURA K, HASHIZUME S, SAKAI J, et al. Polarization behavior of high-alloy OCTG in CO₂ environment as affected by chlorides and sulfides[J]. Corrosion, 1987, 43(6): 359-368.
- [18] SRIDHAR Srinivasan, RUSSELL D Kane. Experiment simulation of multiphase CO₂/H₂S system[J]. Corrosion, 1999, 14: 1168-1182.

(收稿日期: 2024-03-15)