海洋工程装备

低铬油套管钢材在不同工况下的腐蚀规律研究

张晓诚、林海、廖前华、李文博、董平华

(中海石油(中国)有限公司天津分公司 海洋石油高效开发国家重点实验室,天津 300459)

摘要:目的研究低铬油套管钢材在不同腐蚀环境中的腐蚀特征。方法采用高温高压动态反应釜对1Cr、3Cr 这2种常用低铬油套管钢材进行纯CO₂、CO₂和低浓度H₂S共存条件下的腐蚀试验。结果温度在40~80℃ 条件下,各种钢材的腐蚀速率随着温度的升高而变大。加入低浓度H₂S后,可以抑制CO₂腐蚀,且随着温 度升高,抑制性逐渐减弱。分析认为,在单独CO₂环境以及CO₂和低浓度H₂S共存的环境中,1Cr、3Cr 钢表面出现铬富集现象,形成的Cr(OH)₃膜保护基底。同时,在CO₂和低浓度H₂S共存的环境中,1Cr、3Cr 钢表面形成致密的FeS产物膜有助于保护基底,抵抗Cl⁻侵蚀。结论低Cr钢表面因铬的富集形成钝化膜, 能有效抑制油套管的腐蚀速率,以上研究成果对CO₂和低浓度H₂S环境中的腐蚀理论以及油田油套管材料 合理选择均有一定指导意义。

关键词: CO₂ 腐蚀; H₂S 腐蚀; 油套管钢; 腐蚀形貌; 腐蚀机理; 腐蚀速率 中图分类号: TG172 文献标识码: A 文章编号: 1672-9242(2022)11-0095-07 DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2022.11.013

Corrosion Characteristics of Low Cr-containing Tubing and Casing Steel under Various Service Conditions

ZHANG Xiao-cheng, LIN Hai, LIAO Qian-hua, LI Wen-bo, DONG Ping-hua

(State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, CNOOC Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300459, China)

ABSTRACT: The paper aims to study the corrosion characteristics of low chromium tubing and casing steel in different corrosion environments. High temperature and high pressure dynamic reactor is used to conduct corrosion experiments on 1Cr and 3Cr steels in pure CO₂, CO₂ and low concentration H₂S environments. The results show that the corrosion rate of various steels increases with the temperature at 40 °C -80 °C. The addition of low concentration H₂S can inhibit CO₂ corrosion, and the inhibition gradually weakens as the temperature rises. According to the analysis, in CO₂, CO₂ and low concentration H₂S environments, pitting corrosion of N80 steel will occur. Chromium enrichment occurs on the surface of 1Cr and 3Cr steels, and the formed Cr(OH)₃ protects the substrate. At the same time, in CO₂ and low concentration H₂S environments, the amount of FeS product is formed on the surface of 1Cr and 3Cr steels. The dense FeS product helps protect the substrate and resist Cl⁻ erosion rate of steel. The research results have enriched the corrosion theory in CO₂ and low concentration H₂S environments and the

• 95 ·

收稿日期: 2021-08-18; 修订日期: 2021-11-03

Received: 2021-08-18; Revised: 2021-11-03

基金项目: 国家重大专项(2016ZX05058-002)

Fund: National Major Project (2016ZX05058-002)

作者简介:张晓诚 (1968—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为油套管腐蚀与防护。

Biography: ZHANG Xiao-cheng (1968-), Male, Senior engineer, Research focus: casing corrosion and protection.

引文格式:张晓诚,林海,廖前华,等.低铬油套管钢材在不同工况下的腐蚀规律研究[J].装备环境工程,2022,19(11):095-101.

HANG Xiao-cheng, LIN Hai, LIAO Qian-hua, et al. Corrosion Characteristics of Low Cr-containing Tubing and Casing Steel under Various Service Conditions [J]. Equipment Environmental Engineering, 2022, 19(11): 095-101.

reasonable selection of oilfield tubing and casing materials.

KEY WORDS: CO₂ corrosion; H₂S corrosion; tubing and casing steel; corrosion morphology; corrosion mechanism; corrosion rate

随着国内石油勘探开发力度逐步增加,钻井工程 也逐渐向中深层迈进。由于井深的增加,井下生产环 境也变得更为复杂,油气井内常伴生有 CO₂、H₂S 等 腐蚀性气体,导致油套管腐蚀严重,高矿化度的地层 水进一步增加了油井管柱腐蚀穿孔的风险[1-5]。尤其 是海上油气田,作业成本高,若发生油套管腐蚀穿孔 问题,会导致油井停工、井筒报废,带来巨额经济损 失,甚至会造成生产安全事故^[6-9]。目前针对常见的 低碳钢的腐蚀研究,包括 CO2、H2S 单纯环境,以及 CO2和 H2S 共存的环境。谢涛等[10]探索了不同材质油 套管钢的 CO₂腐蚀行为,揭示了温度、CO₂分压、时 间等对油套管腐蚀的影响规律。陈尧等[11]研究了 13Cr 钢在高温高压条件下的耐 CO2 腐蚀特征, 液相、 气相的腐蚀类型主要为均匀腐蚀,腐蚀产物膜有离子 透过选择性,有较好耐蚀性,不易发生点蚀。万里平 等[12]分析了油气田开发中的二氧化碳腐蚀及影响因 素,得出 CO₂的腐蚀是一种错综复杂的电化学过程。 张清等^[13]研究发现, H₂S 既可加速钢或低合金钢的腐 蚀,也可抑制碳材质的腐蚀,与温度和H₂S分压密切 相关。研究者们^[14-22]系统总结了 CO2 和 H2S 共存环 境中的腐蚀行为,揭示了共存环境中的腐蚀规律和机 理。研究表明,钢中添加铬元素可显著提高油套管的 抗腐蚀性能,减少局部腐蚀或点蚀的发生,尤其低 Cr钢在油田实际生产中有效降低了油气开采的成本, 提高了油田整体开发效益。

本文通过模拟渤海地区某油田井下实际腐蚀环境,开展单独 CO₂环境及 CO₂和低浓度 H₂S 共存腐蚀环境中 1Cr、3Cr 这 2 种低铬钢室内试验,从表面

形貌、腐蚀速率、腐蚀产物等方面综合评价,揭示低 铬油套管在不同腐蚀环境的腐蚀规律,对进一步完善 CO₂和低浓度 H₂S 环境中的腐蚀理论,以及油田油套 管材料合理选择均有一定指导意义。

1 试验

1.1 材料与设备

试验材料为 1Cr、3Cr 挂片,均都取自油田套管本体,试验设备包括高温高压动态腐蚀仪、Hitachi TM3030 台式扫描电镜、EDS 能谱仪、精度为 0.1 mg 的分析电子天平等。

1.2 腐蚀试验条件

腐蚀介质取渤海某油田采出水,进行常规离子浓 度分析,其离子组成见表1。根据其离子组分,配制 地层水模拟液。

渤海某油田回采井底温度为 80℃,在采出过 程中温度逐渐降低,为保证整个井筒生产期间安 全,故设置 80、60、40℃等 3 个温度。油田实际 生产时,产出液在井筒中的流动对油、套管壁具有 冲刷作用,故室内模拟试验以油田采液流量为标 准,确定试验流速为 0.84 m/s,设置高温高压反应 釜转速为 350 r/min。根据该油田天然气分析报告, 确定 CO₂ 分压为 0.12 MPa,H₂S 分压为 0.000 6 MPa。试验所需腐蚀气体由气体厂家购入,且使用 GASTEC-H₂S 检测器检测 H₂S 浓度符合试验所需。 具体试验组参数见表 2。

表 1 采出水离子浓度分析结果 Tab.1 Results of ionic concentrations analysis of produced water

| | | | | | | | | mg/L | | | | | |
|---|-------|--------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------|----------------------|-------------------|--------|--|--|--|--|--|
| Na ⁺ | K^+ | Mg^{2+} | Ca ²⁺ | Cl ⁻ | $\mathrm{SO_4}^{2-}$ | HCO_3^- | CO3 ²⁻ | 总矿化度 | | | | | |
| 3 821 | 6 294 | 87 | 230 | 6 052 | 720 | 3 276 | 3 408 | 20 612 | | | | | |
| 表 2 高温高压腐蚀试验参数 Tab.2 Experimental parameters | | | | | | | | | | | | | |
| ť | 9/℃ | $p_{\rm CO_2}/{\rm MPa}$ | $p_{ m H_{2}S}/(10^{-4})$ | MPa) | Flow velocit | $y/(m \cdot s^{-1})$ | Water cut/% | t/d | | | | | |
| 40 | | 0.12 | 0 | | 0.84 | | 100 | 14 | | | | | |
| 60 | | 0.12 | 0 | | 0.84 | | 100 | 14 | | | | | |
| 80 | | 0.12 | 0 | | 0.84 | | 100 | 14 | | | | | |
| 80 | | 0.12 | 0 | | 0.84 | | 25 | 14 | | | | | |
| 80 | | 0.12 | 0 | | 0.84 | | 50 | 14 | | | | | |
| 40 | | 0.12 | 6 | | 0.84 | | 100 | 14 | | | | | |
| 60 | | 0.12 | 6 | 6 | | 0.84 | | 14 | | | | | |
| 80 | | 0.12 | 6 | | 0.84 | | 100 | 14 | | | | | |

1.3 试验过程

将从现场取回的 1Cr、3Cr 材质套管加工成 30 mm×10 mm×3 mm 的挂片试样,试验前将挂片分 别用 30、200、500、1200 目砂纸逐级进行打磨,打 磨后用去离子水清洗、丙酮浸泡除油,干燥后使用高 精度分析天平称量,并测量挂片尺寸。将挂片安装在 聚四氟乙烯挂片架上,固定紧后放置于装有地层水模 拟液的高温高压反应釜内,密封釜体,通入高纯度 N₂ 除氧 12 h,再通入腐蚀气体至设计压力,打开高 速搅拌装置。试验结束后,使用台式扫描电镜观察挂 片腐蚀后的微观形貌,并用其附带的 EDS 能谱仪分 析腐蚀产物的成分。用洗膜液清洗腐蚀产物膜,再用 去离子水清洗、丙酮浸泡后,用分析电子天平测量腐 蚀后的挂片质量,再次使用台式扫描电镜及 EDS 能 谱仪分析腐蚀后剩余的成分。腐蚀速率计算按照 NACE RP0775-2005 进行。

 $3.65 \times 10^5 \times \Delta m$

 $A \times t \times \rho$

式中: Δm 为腐蚀前后平行试样即挂片的平均质量损失,g;A为挂片的面积,mm²; ρ 为碳钢的密度,g/cm³;t为试验时间,d。

2 结果与讨论

2.1 腐蚀速率结果

对不同材质套管钢在不同温度下进行了高温高 压腐蚀质量损失研究,试验周期为14d,试验温度分 别为40、60、80℃。2种低铬钢在油田腐蚀环境条 件下的腐蚀速率如图1所示。整体而言,2种材质的 腐蚀速率在短期时间内比较高,并且随着温度的升 高,腐蚀速率也有一定程度的增大。1Cr在40、60、 80℃时的腐蚀速率分别为0.56、0.66、0.71 mm/a。 3Cr挂片试样的腐蚀速率随温度的变化规律与1Cr基 本相同,在试验设置的3个温度区间内,随温度增高, 腐蚀速率逐渐加大,3Cr各温度下的腐蚀速率均低于 1Cr材质。在40、60、80℃情况下,CO₂、H₂S混合 气体比纯CO₂气体下钢材的平均腐蚀速率分别减小 约69%、59%、53%。这说明在CO₂浓度一定下,加 入极低浓度的H₂S 对钢材腐蚀具有明显的抑制作用, 且随温度增高,抑制效果逐渐减弱。

在 80 ℃、CO₂分压为 0.12 MPa 条件下,向配置 的腐蚀溶液中加入油田产出的原油,在改变含水率条 件下得出 1Cr、3Cr 钢的腐蚀速率与含水率之间关系, 如图 2 所示。由于原油的加入,使得钢材受到原油保 护,腐蚀速率较小。在含水率为 25%时,14 d 试验时 间内,1Cr 钢材的腐蚀速率为 0.11 mm/a,3Cr 钢材为 0.07 mm/a。在含水率由 25%升高至 50%时,2 种钢材 的腐蚀速率提高约 4 倍。含水率由 50%提高到 100%





Fig.1 Corrosion rate of different materials and different temperatures in CO₂ and CO₂+H₂S environment



图 2 不同含水率下的 1Cr、3Cr 钢材腐蚀速率 Fig.2 Average corrosion rates of 1Cr and 3Cr steels under different water cut conditions

时,腐蚀速率则提高1倍,表明腐蚀速率的增高速度 随含水率的增加逐渐减慢。

2.2 宏观腐蚀形貌

从试样的腐蚀试验结果上看,40、60、80℃下 的腐蚀速率逐渐递增。利用光学显微镜观察清洗后的 挂片试样(如图3和图4所示)可以看到,2种材质 钢表面并未发现点蚀现象,都表现为均匀腐蚀。单独 CO₂环境下,挂片表面腐蚀现象明显,打磨痕迹被腐 蚀消失。加入低浓度 H₂S 后,试验挂片表面的打磨痕 迹依然可以清晰看到,且可以看到在40~80℃腐蚀逐 渐加剧,试验挂片腐蚀现象逐步明显,表面逐渐变得 粗糙,与腐蚀速率相互印证。CO₂和极低浓度 H₂S



图 3 1Cr 钢在不同环境下腐蚀后的宏观照片 Fig.3 Macro-morphology of 1Cr steel under different environment



图 4 3Cr 钢在不同环境下腐蚀后的宏观照片 Fig.4 Macro-morphology of 3Cr steel under different environment

环境会抑制纯 CO₂下的挂片腐蚀速率,且在 40~80 ℃ 内,随着温度的升高,腐蚀速率增大。

随着油田生产时间的推移,油井产出液的含水率 逐年上升。在 CO₂ 环境、80 ℃不同含水率条件下, 对 1Cr、3Cr 钢进行了腐蚀试验,腐蚀后的挂片照片 见图 5。由图 5 可以看出,25%及 50%含水率下,金 属挂片表面均有被油膜覆盖的现象,原油对挂片产生局部保护的效果。通过光学显微镜可以观察到,25%含水率的挂片在清洗后,原油仍然紧密覆盖在其表面,呈现淡黄色。含水率升至50%时,原油的局部保护效果减弱,挂片表面粗糙,而含水率升至100%时,挂片表面完全腐蚀,表面整体剥落。



图 5 1Cr 钢在不同含水率下腐蚀的宏观照片 Fig.5 Macro-morphology of 1Cr steel under different water cut conditions

2.3 微观腐蚀形貌

80 ℃条件下 1Cr、3Cr 钢的腐蚀产物膜形貌如图 6 所示。在 CO₂腐蚀环境下,试样表面形成的腐蚀产 物膜数量巨大,掩盖住基体。产物膜大致分为 2 类, 一类为覆盖于钢材底层的铬化物,另一类则为碳酸 盐。根据产物膜形貌特征发现,1Cr 钢在纯 CO₂环境 下经过 14 d 的腐蚀,表面产物膜较膜疏松;在 CO₂+ 低浓度 H₂S 环境下,由于低浓度 H₂S 抑制腐蚀作 用,1Cr 表面形成少量硫化亚铁产物,基体仍然清晰可见。

2种环境下,3Cr表面腐蚀产物膜均致密,且由 于脱水产生龟裂,腐蚀产物膜为淤泥状龟裂,具有 Cr(OH)₃形貌特征。使用 EDS 对产物膜及清洗后的挂 片基底进行分析,而在1Cr和3Cr清洗后的表面出现 了明显的铬元素富集现象,铬元素含量均高出钢材基 底含量1倍以上。铬元素在试样上以 Cr(OH)₃这种稳 定的非晶态形式存在,这样既会使腐蚀产物膜变得更



a 1Cr

b 3Cr

图 6 1Cr、3Cr 钢外层腐蚀产物膜 SEM 微观形貌 Fig.6 SEM micro morphology of corrosion scales on 1Cr steel and 3Cr steel

为稳定,又会增强其阻挡阴离子穿透的能力,使碳酸 根、碳酸氢根等阴离子不能接触到基体,从而阻止腐 蚀反应的进行,有效防止钢材的进一步腐蚀。

在 EDS 能谱中发现(见表 3),低浓度 H₂S 条件 下,1Cr、3Cr 的硫元素含量增加明显。这说明 1Cr 和 3Cr 钢材形成了更多的 FeS 膜,且根据前人对腐蚀 产物膜研究也表明,在 60~120 ℃产生的 FeS 产物 膜对钢材更加具保护性,同时能更好地阻隔钢材受 Cl⁻侵蚀,进而降低钢材的腐蚀速率,减少表面发 生点蚀的现象,避免产生应力集中点,降低管柱氢 脆的敏感性。

表 3 清洗后的 EDS 分析结果 Tab.3 EDS analysis results for test steels after removal of corrosion product

| I I I I I I I I I I I I I I I I I I I | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------|------|------|------|-----|-----|--|--|--|
| 试验钢材 | Fe | С | 0 | Na | S | Cr | | | |
| $1Cr(CO_2)$ | 66.9 | 8.8 | 18.7 | 3.1 | 0.0 | 2.5 | | | |
| $1Cr(CO_2+H_2S)$ | 70.5 | 12.4 | 10.3 | 1.9 | 1.2 | 3.7 | | | |
| $3Cr(CO_2)$ | 48.1 | 20.9 | 14.6 | 11.1 | 0.0 | 5.3 | | | |
| $3Cr(CO_2+H_2S)$ | 53.0 | 17.8 | 15.6 | 5.3 | 0.9 | 7.4 | | | |

2.4 XRD 分析

1Cr 钢试样在 80 ℃、2 种腐蚀环境下腐蚀产物膜 的 XRD 图谱如图 7 所示。在 CO₂环境下,主要生成 腐蚀产物为 FeCO₃,产物膜上没有明显的铬合物产 生,这与外层 FeCO₃膜厚度大,掩盖了铬合物有关。 加入低浓度 H₂S 后,在 XRD 图谱中可以观察到腐蚀 产物膜上出现铁的硫化物,铁硫化物的衍射峰相对较



图 7 1Cr 钢 80 ℃下不同腐蚀环境下产物膜 XRD 图谱 Fig.7 XRD pattern of the corrosion scales at 80 ℃ under different environment

弱,可能跟其反应时间短,产生的晶粒太小有关,并且 在其表面也可以观察到铬合物的衍射峰。

3 讨论

针对 CO₂-H₂S 共存条件下的腐蚀机理尚存在争 议。目前通常认为与 CO₂ 和 H₂S 的分压大小有关, 即在 P(CO₂)/P(H₂S)<20 时, H₂S 为腐蚀主导气体, 钢 材表面会优先生成一层 FeS 膜,且此种条件下生成的 FeS 膜的稳定性较差,导致腐蚀速率较大或出现局部 腐蚀; 当 P(CO₂)/P(H₂S)>500 时, CO₂为腐蚀主导气 体,腐蚀产物主要为 FeCO3; 当 20<P(CO2)/P(H2S)<500 时, CO_2 与 H₂S 这 2 种腐蚀气体交替主导腐蚀过程, 其腐蚀机理可认为是 CO2 在液相中与钢材基底先发 生腐蚀反应生成 FeCO₃, H₂S 在液相中与 FeCO₃反应 生成了更为稳定的 Fe_xS_v , 在液相中, Fe_xS_v 吸附层对 离子的迁移起到了部分的阻拦作用。文中 P(CO₂)/ P(H₂S)=200, 目 H₂S 分压绝对值为 0.6 kPa, 符合 CO₂ 与H₂S交替控制腐蚀反应条件。从腐蚀后产物膜电镜 照片可以看出,单独 CO₂条件下 1Cr、3Cr 钢表面产 生2种产物膜,一种是覆盖基底的铬化物膜,一种是 碳酸盐; 处于 CO₂+H₂S 共存条件下的钢材表面则产 生3种产物膜,分别有铬化物、碳酸盐及硫铁化合物。 从清洗后的 EDS 数据及产物膜 XRD 图谱也可互相印 证, 且3种产物膜之间易发生分离, 对钢材基体产生 保护作用的是较为致密的铬化物膜及硫铁化合物膜, 腐蚀速率最终也取决于产物膜稳定性和保护状况。

4 结论

1)单独 CO₂作用下,短期内腐蚀速率表现为 1Cr>3Cr,且未发现腐蚀坑,为均匀腐蚀。同时,1Cr 和 3Cr 出现 Cr 元素富集现象,形成的 Cr(OH)₃产物 膜可以使得钢材在长期腐蚀环境中受到保护。

2)在 CO₂浓度一定条件下,加入极低浓度 H₂S 对钢材腐蚀具有明显的抑制作用,形成产物膜数量减 少,且随温度的增高,抑制效果逐渐减弱。形成的硫 铁化合物膜相比于 FeCO₃产物膜更为致密,有助于保 护基底。 3)在含水率为 25%的情况下,原油会覆盖钢材 表面,使腐蚀速率降低,随着含水率上升,腐蚀速率 增加速度逐渐减慢。

参考文献:

 李淑华,朱晏萱,毕启玲. H₂S 和 CO₂ 对油管的腐蚀机 理及现有防腐技术的特点[J]. 石油矿场机械, 2008(2): 90-93.
 LI Shu-hua, ZHU Yan-xuan, BI Qi-ling. The Corrosion and Corrosion Protection of the Tubing in Gas Wells[J].

Oil Field Equipment, 2008(2): 90-93.

- [2] LIU Q Y, MAO L J, ZHOU S W. Effects of Chloride Content on CO₂ Corrosion of Carbon Steel in Simulated Oil and Gas Well Environments[J]. Corrosion Science, 2014, 84: 165-171.
- [3] 林海, 许杰, 幸雪松, 等. L80油管钢在 CO₂/H₂S 环境中的腐蚀行为[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 84-90.
 LIN Hai, XU Jie, XING Xue-song, et al. Corrosion Behavior of L80 Tubing Steel in CO₂/H₂S Environment[J].
 Surface Technology, 2016, 45(5): 84-90.
- [4] 杨光, 王亚刚, 金小春, 等. 油气井二氧化碳腐蚀研究
 [J]. 全面腐蚀控制, 2008, 22(5): 24-26.
 YANG Guang, WANG Ya-gang, JIN Xiao-chun, et al. The Study of CO₂ Corrosion in Oil-Gas Well[J]. Total Corrosion Control, 2008, 22(5): 24-26.
- [5] 李春福, 王斌, 张颖, 罗平亚. 油气田开发中 CO₂ 腐蚀 研究进展[J]. 西南石油学院学报, 2004, 26(2): 42-46. LI Chun-fu, WANG Bin, ZHANG Ying, et al. Research Progress of CO₂ Corrosion in Oil/Gas Field Exploitation[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004, 26(2): 42-46.
- [6] 周波, 崔润炯. 浅谈 CO₂ 对油井管的腐蚀及抗蚀套管 的开发现状[J]. 钢管, 2003, 32(1): 21-24. ZHOU Bo, Cui Run-jiong. Discussion on CO₂ Corrosion of Oil Well Tubes and Current Development of Anticorrosion Casing[J]. Steel Pipe, 2003, 32(1): 21-24.
- [7] 贾凯锋, 计董超, 高金栋, 等. 低渗透油藏 CO₂ 驱油提高原油采收率研究现状[J]. 非常规油气, 2019, 6(1): 107-114.

JIA Kai-feng, JI Dong-chao, GAO Jin-dong, et al. The Exisiting State of Enhanced Oil Recovery by CO₂ Flooding in Low Permeability Reservoirs[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(1): 107-114.

- [8] 龚宁,张启龙,李进,等. 二氧化碳腐蚀环境下套管选 材新方法及应用[J]. 表面技术, 2017, 46(10): 224-228. GONG Ning, ZHANG Qi-long, LI Jin, et al. New Method of Casing Selection in Carbon Dioxide Corrosion Environment and Its Application[J]. Surface Technology, 2017, 46(10): 224-228.
- [9] 李建平,赵国仙,王玉,等.塔里木油田用油套管钢的 静态腐蚀研究[J].中国腐蚀与防护学报,2004,24(4): 230-233.

LI Jian-ping, ZHAO Guo-xian, WANG Yu, et al. Static

Corrosion of Oil Thimble Used in Tarim Oil Field[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2004, 24(4): 230-233.

- [10] 谢涛,林海,许杰,等.不同材质油套管钢的 CO₂ 腐蚀 行为[J]. 表面技术, 2017, 46(1): 211-217.
 XIE Tao, LIN Hai, XU Jie, et al. CO₂ Corrosion Behavior of Oil Casing Steel Made from Different Materials[J]. Surface Technology, 2017, 46(1): 211-217.
- [11] 陈尧, 白真权, 林冠发. 普通 13Cr 钢在高温高压下的 抗 CO₂腐蚀性能[J]. 全面腐蚀控制, 2007, 21(2): 11-14. CHEN Yao, BAI Zhen-quan, LIN Guan-fa. CO₂ Corrosion Resistance of Common 13Cr Steel under High Temperature and High Pressure[J]. Total Corrosion Control, 2007, 21(2): 11-14.
- [12] 万里平, 孟英峰, 梁发书. 油气田开发中的二氧化碳腐 蚀及影响因素[J]. 全面腐蚀控制, 2003, 17(2): 14-17.
 WAN Li-ping, MENG Ying-feng, LIANG Fa-shu. Carbon Dioxide Corrosion and Its Influence Factors in Oil/Gas Field Exploitation[J]. Total Corrosion, 2003, 17(2): 14-17.
- [13] 张清,李全安,文九巴,白真权. H₂S 分压对油管钢CO₂/H₂S 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 H₂S Partial Pressure on CO₂/H₂S Corrosion of Oil Tube Steels[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2004, 16(6): 395-397.
- [14] 闫伟,邓金根,董星亮,等. 油管钢在 CO₂/H₂S 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 CO₂/H₂S Environment[J]. Corrosion & Protection,
- 2011, 32(3): 193-196.
 [15] 汪衍刚,陈毅,孙东征,等. 几种热采井用油管钢在次 生 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2018, 39(6): 443-448.
 WANG Yan-gang, CHEN Yi, SUN Dong-zheng, et al. Corrosion Behavior of Several Thermal Recovery Well Tubular Steels in Secondary H₂S/CO₂ Environment[J]. Corrosion & Protection, 2018, 39(6): 443-448.
 [16] 艾志久,范钰玮,赵乾坤. H₂S 对油气管材的腐蚀及防
- 护研究综述[J]. 表面技术, 2015, 44(9): 108-115.
 AI Zhi-jiu, FAN Yu-wei, ZHAO Qian-kun. Review on H₂S Corrosion of Oil Gas Tubing and Its Protection[J]. Surface Technology, 2015, 44(9): 108-115.
 李建平,赵国仙, 王玉, 黄瑞祥, 郝士明. 塔里木油田 用油套管钢的静态腐蚀研究[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2004, 24(4): 230-233.
 LI Jian-ping, ZHAO Guo-xian, WANG Yu, et al. Static

LI Jian-ping, ZHAO Guo-xian, WANG Yu, et al. Static Corrosion of Oil Thimble Used in Tarim Oil Field[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2004, 24(4): 230-233.

[17] 徐海升,李谦定,薛岗林,等. N80 油管钢在 CO₂/H₂S 介质中的腐蚀行为研究[J]. 天然气化工(C1 化学与化

工), 2009, 34(2): 51-54.

XU Hai-sheng, LI Qian-ding, XUE Gang-lin, et al. Study on Corrosion Behavior of Tubular Steel N80 in CO2/H2S Environment[J]. Natural Gas Chemical Industry, 2009, 34(2): 51-54.

- [18] KERMANI M B, MORSHED A. Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production-A Compendium[J]. Corrosion, 2003, 59(8): 659-683.
- [19] 白真权,李鹤林,刘道新,王献昉. 模拟油田 H₂S/CO₂ 环境中 N80 钢的腐蚀及影响因素研究[J]. 材料保护, 2003, 36(4): 32-34. BAI Zhen-quan, LI He-lin, LIU Dao-xin, et al. Corrosion

Factors of N80 Steel in Simulated H₂S CO₂ Environment[J]. Materials Protection, 2003, 36(4): 32-34.

- [20] NACE-2015-6033, Influence of Different Parameters on CO₂ Corrosion Mechanism[S].
- XU Li-ning, WANG Bei, ZHU Jin-yang, et al. Effect of [21] Cr Content on the Corrosion Performance of Low-Cr Alloy Steel in a CO2 Environment[J]. Applied Surface Science, 2016, 379: 39-46.
- [22] ESMAEELY S N, ZHANG Wei, BROWN B, et al. Localized Corrosion of Mild Steel in Marginally Sour Environments[J]. CORROSION, 2017, 73(9): 1098-1106.

责任编辑:刘世忠