

N80 套管在热采条件下的腐蚀电化学研究

耿亚楠^{1,2}, 文泽宙³, 邢希金^{1,2}, 王竹³, 高纯良³, 张雷³

(1.中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2.海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100028; 3.北京科技大学 新材料技术研究院, 北京 100083)

摘要: **目的** 针对热采过程中生产阶段和焖井阶段的典型温度工况条件, 研究 80 °C 与 140 °C 温度下 N80 套管钢在不同 CO₂ 分压下的腐蚀电化学行为。**方法** 利用高温高压电化学设备, 采用三电极体系进行动电位极化曲线和电化学阻抗谱 (EIS) 的测试, 并采用 ZSIMPWIN 软件对电化学阻抗谱测试结果进行拟合分析。利用高温高压反应釜进行腐蚀模拟实验, 并使用扫描电子显微镜 (SEM) 进行腐蚀产物微观形貌观察。**结果** 在 80 °C 与 140 °C 条件下, N80 钢在 CO₂ 分压 0.5~4.0 MPa 条件下的腐蚀均为阴极控制, 随 CO₂ 分压的增大, 腐蚀电位 E_{corr} 正移, 腐蚀电流密度 J_{corr} 增大。80 °C 下 N80 钢的电化学阻抗谱呈现 3 个时间常数, 为高频容抗弧、中低频感抗弧和低频容抗弧; 温度升至 140 °C 后, N80 钢电化学阻抗谱中感抗弧消失, 呈现 2 个时间常数, 为高频容抗弧与低频容抗弧。**结论** 通过阻抗谱拟合结果对比及对浸泡实验试样腐蚀产物的微观形貌观察发现, 温度升高后, 腐蚀产物膜电阻 R_c 与电荷传递电阻 R_t 增大, 孔隙率降低, 对基体的保护性增强。

关键词: N80 套管; CO₂ 腐蚀; 高温; 动电位极化; 电化学阻抗谱; 腐蚀产物膜

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)12-0037-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.12.006

Corrosion Electrochemical Characteristics of N80 Casing Steel under the Condition of Thermal Recovery

GENG Ya-nan^{1,2}, WEN Ze-zhou³, XING Xi-jin^{1,2}, WANG Zhu³, GAO Chun-liang³, ZHANG Lei³

(1.CNOOC Research Institute Co., Ltd, Beijing 100028, China; 2.State Key Laboratory for the High-efficient Development of Offshore Oil, Beijing 100028, China; 3. Institute for Advanced Materials and Technology, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China)

ABSTRACT: The work aims to study the corrosion electrochemical characteristics of N80 casing steel under different CO₂ partial pressures at 80 °C and 140 °C for the typical temperatures in the recovery stage and sock stage in thermal recovery process. Potentiodynamic polarization curves and electrochemical impedance spectroscopy (EIS) were tested by high temperature and high pressure electrochemical autoclave with three-electrode system. The results of the electrochemical impedance spectroscopy were fitted and analyzed with ZSIMPWIN. Corrosion simulation test was conducted by high temperature and high

收稿日期: 2018-08-20; 修订日期: 2018-10-30

Received: 2018-08-20; Revised: 2018-10-30

基金项目: 国家科技重大专项 (2011ZX05025-002)

Fund: Supported by the National Science and Technology Major Project(2016ZX05025-002)

作者简介: 耿亚楠 (1968—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为海洋钻井完井工程。

Biography: GENG Ya-Nan (1968—), Male, Senior engineer, Research focus: marine drilling and completion project.

通讯作者: 张雷 (1978—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为 H₂S/CO₂ 腐蚀及耐蚀材料。邮箱: zhanglei@ustb.edu.cn

Corresponding author: ZHANG Lei (1978—), Male, Ph. D., Professor, Research focus: H₂S/CO₂ corrosion and corrosion-resistant material. E-mail: zhanglei@ustb.edu.cn

pressure autoclaves, and the microstructure of corrosion scale was observed by scanning electron microscope (SEM). At 80 °C and 140 °C, the corrosion of N80 steel under CO₂ partial pressure 0.5~4.0 MPa was controlled by cathode. As CO₂ partial pressure increased, the corrosion potential shifted positively and the corrosion current density increased. The EIS plots of N80 steel at 80 °C presented three time constants, capacitance loop in high frequency, inductance loops in mid-low frequency, and capacitance loops in low frequency. However, the inductance loops in mid-low frequency disappeared when the temperature reached 140 °C and only two time constants existed, capacitance loop in high frequency and capacitance loop in low frequency. Through the comparison of fitting results in EIS and the microstructure of corrosion product in immersed experimental sample, the corrosion scale resistance R_c and the charge transfer resistance R_t increases as the temperature rises, the porosity of corrosion scale decreases and the corrosion scale enhances the protection to the substrate.

KEY WORDS: N80 casing; CO₂ corrosion; high temperature; potentiodynamic polarization; electrochemical impedance spectroscopy; corrosion scale

热力采油作为稠油开采的主要技术手段,近年来在我国海上稠油油田的开发中得到大力推广。目前在我国渤海湾地区已成功实施了多口井,并取得了显著的增产效果^[1-3]。注多元热流体吞吐技术在海上稠油开发中的应用为高效开发海上油田做出了巨大的贡献,然而注入的高温高压多元热流体中含有的 CO₂ 以及井下伴生的 CO₂,都给油井井筒带来了严重的 CO₂ 腐蚀风险^[4-5]。由 CO₂ 腐蚀造成的管柱失效会严重影响油井的生产安全,并造成巨大的经济损失^[6-8],加大了油气田开采的难度,制约了热采技术在稠油工况条件下的应用及发展。

目前 CO₂ 腐蚀机理及其受环境因素的影响规律已有足够的实验研究。从目前已有的研究来看,认为碳钢一般在 70~80 °C 附近出现腐蚀速率极大值^[9-11]。由于高温高压电化学测试难度较大,针对热采所涉及的高温(≥140 °C)工况 CO₂ 腐蚀的研究,特别是电化学研究还相对较少^[12-15]。本工作选用热采井常用的油管用钢 N80,针对实际生产与焖井阶段井下不同

的温度条件^[16-17],选取 80 °C 与 140 °C 作为实验温度点。通过动电位极化曲线和电化学阻抗谱的测试,并结合浸泡实验和扫描电子显微镜观察,研究了 80 °C 与 140 °C 两个温度条件下 N80 钢在不同 CO₂ 分压下的腐蚀电化学行为及成膜状况,以期为稠油热采井筒管材的寿命评估模型建立和防腐方案设计提供理论依据。

1 实验

1.1 材料与模拟溶液

实验用材料为符合 API-5CT 油套管标准的 N80 套管钢,其化学成分见表 1。

实验溶液为模拟某油田采出液,其水质分析结果见表 2。配制好的溶液置于除氧罐中,并通入 CO₂ 进行除氧处理,使溶液为 CO₂ 饱和溶液,除氧完毕后密封待用。

表 1 实验用 N80 套管钢的化学成分

Tab.1 Chemical composition of N80 casing steel for experiment

										wt%
C	Mn	Cr	Ni	Si	Mo	V	P	S	Ti	Cu
0.26	1.37	0.15	0.03	0.19	0.03	≤0.01	≤0.01	≤0.01	0.01	0.02

表 2 实验溶液的化学成分

Tab.2 Chemical composition of the experimental solution

Ion	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺
Concentration/(mg·L ⁻¹)	32 920	600	3230	880	1050	23 000	12 180

1.2 腐蚀电化学实验

使用改造后的高温高压反应釜进行电化学测试,高温高压电化学测试装置如图 1 所示。电化学测试采用三电极体系,参比电极选用美国 CORR 公司生产的 UltraDeg 系列高温高压 Ag/AgCl 参比电极,辅助电极为铂电极,工作电极为工作面尺寸 10 mm×10 mm 的

N80 钢。试验前,将电化学试样用水磨砂纸逐级打磨至 1200[#],然后用丙酮除油,用去离子水清洗,用无水乙醇脱水,之后冷风吹干待用。

将电极安装至相应位置,并将在除氧罐内经 CO₂ 除氧后的实验溶液转移至高温高压反应釜,通入 CO₂ 气体,升温后,CO₂ 补压至试验压力。实验体系达到设定的温度压力条件后开始进行电化学测试。首先进

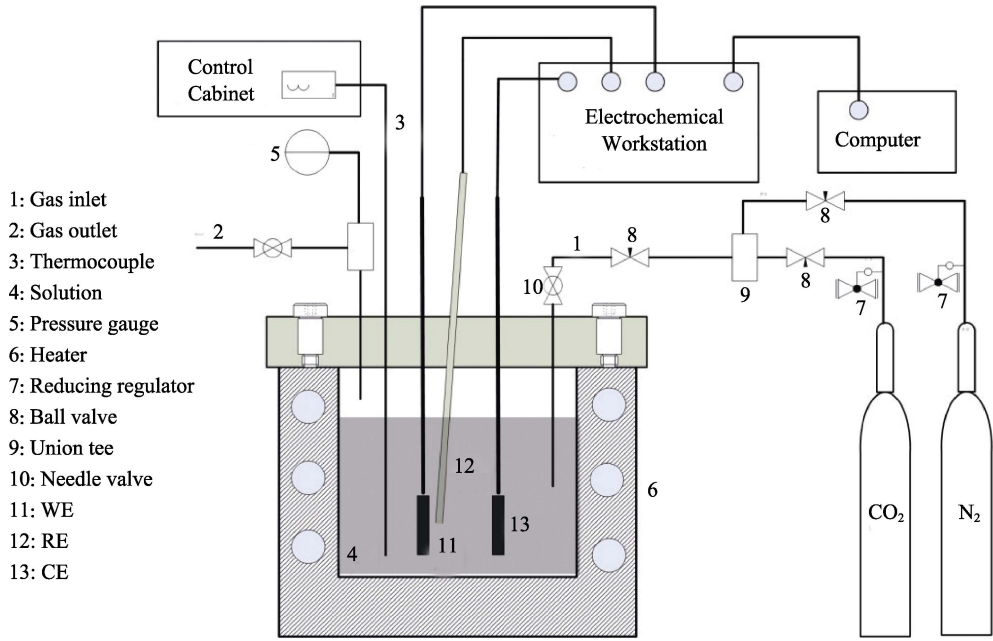


图 1 高温高压电化学测试装置
Fig.1 High temperature and pressure electrochemistry test device

行开路电位（OCP）测量，待开路电位稳定（波动范围稳定在 $\pm 10\text{ mV}$ 以内）后进行电化学阻抗谱（EIS）测试，频率范围为 $100\text{ kHz}\sim 10\text{ mHz}$ ，采用的扰动信号是幅值为 5 mV 的正弦波。之后进行动电位极化曲线测试，测试电位范围为 $-350\text{ mV}\sim 400\text{ mV}$ (vs. OCP)，扫描速率为 0.5 mV/s 。测试完成后，采用 ZSIMPWIN 软件对电化学阻抗谱测试结果进行拟合分析。

1.3 腐蚀模拟实验

利用高温高压反应釜进行腐蚀模拟实验。浸泡实验试样尺寸为 $20\text{ mm}\times 20\text{ mm}\times 3\text{ mm}$ 。试验前，将试样表面分别用 $150^\#\text{、}400^\#\text{、}600^\#\text{、}800^\#$ 水磨砂纸逐级打磨，然后用丙酮除油，用去离子水清洗，用无水乙醇脱水，之后冷风吹干，置于干燥皿中保存待用。

将准备好的试样置于高温高压反应釜中，并将在除氧罐内经 CO_2 除氧后的模拟某油田采出液转移至高温高压反应釜，通入 CO_2 气体，升温后， CO_2 补压至试验压力。达到实验条件后开始计时， 168 h 后实验结束。

待实验结束后取出试样，用去离子水清洗并酒精脱水，冷风吹干。利用 Cambridge S360 扫描电镜对试样进行表面腐蚀产物微观形貌观察。

2 结果与讨论

2.1 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下 CO_2 分压对 CO_2 腐蚀电化学的影响

N80 钢在 $80\text{ }^\circ\text{C}$ ， $0.5\text{、}1.5\text{、}4.0\text{ MPa}$ 三个 CO_2 分压条件下的动电位极化曲线如图 2 所示，通过 Tafel 外推法得到相关腐蚀电位 E_{corr} 及腐蚀电流密度 J_{corr} 的拟合结果，见表 3。随着 CO_2 分压的增大，其腐蚀

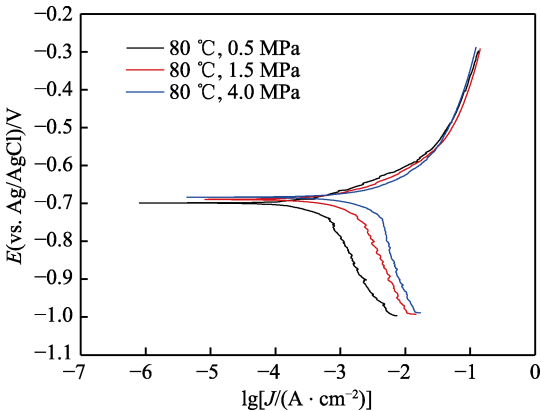


图 2 N80 钢在 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下的动电位极化曲线
Fig.2 Potentiodynamic polarization curves of N80 steel at $80\text{ }^\circ\text{C}$ under different CO_2 partial pressures

表 3 N80 钢在 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下腐蚀
电位 E_{corr} 及腐蚀电流密度 J_{corr}
Tab.3 Corrosion potential E_{corr} and corrosion current
density J_{corr} of N80 steel at $80\text{ }^\circ\text{C}$ under
different CO_2 partial pressures

$P_{\text{CO}_2}/\text{MPa}$	E_{corr}/V	$J_{\text{corr}}/(\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2})$
0.5	-0.699	0.277
1.5	-0.689	0.787
4.0	-0.685	1.575

电位 E_{corr} 正移，对应的腐蚀电流密度 J_{corr} 增大，这表明 CO_2 分压增大对 N80 钢腐蚀具有促进作用。此外，随着 CO_2 分压的增大，极化曲线的阳极部分变化很小，但阴极部分发生了较为明显的变化，这说明 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下 N80 钢的 CO_2 腐蚀是一种典型的阴极控制反应。同时阴极极化曲线强极化区呈现扩散控制特征。

目前已有众多学者对 CO_2 腐蚀的阴极反应机理进行了广泛的研究^[18-20], N80 钢在 CO_2 环境下的水溶液中阴极过程可能存在以下反应:



在试验所处的弱酸性条件下, 反应 (2) 可忽略不计。由于 H^+ 、 H_2CO_3 的还原过程受到 CO_2 水合及扩散影响, 所以图 2 受到一定的扩散控制。

N80 钢在 80 °C, 0.5、1.5、4.0 MPa 三个 CO_2 分压下的交流阻抗曲线如图 3 所示。随着 CO_2 分压的增大, 极化电阻减小, 腐蚀速率增大, 此结果与极化曲线一致。测得的 Nyquist 图包含三个时间常数, 呈现高频容抗、中低频感抗、低频容抗特征。其中低频容抗弧与双电层电容以及电荷传递电阻有关, 高频容抗弧则与表面腐蚀产物膜的沉积有关, 中低频感抗弧与 H 吸附及无产物膜覆盖区的活化溶解有关^[21-22]。

对交流阻抗测量结果进行拟合得到的等效电路图如图 4 所示。其中 R_s 表示工作电极与参比电极间的溶液电阻, R_t 为金属基体腐蚀反应的电荷传递电阻, R_L 为与吸附/脱附过程相关的等效电感电阻, L 为与吸附/脱附过程相关的电感原件, R_c 为腐蚀膜电阻, Q_c 表示由腐蚀膜产生的常相位角元件, Q_{dl} 为表示双电层电容的常相位角原件。等效电路图中各参数拟合结果见表 4。由拟合结果可以看出, 随着 CO_2 分压的增大, 电荷传递电阻 R_t 和腐蚀产物膜电阻 R_c 均减小。这说明随着 CO_2 分压的增大, 腐蚀产物膜对材

料的保护性降低。有学者认为这是由于 CO_2 分压升高, CO_2 的溶解度增大, 反应 (1)、(2) 右移, 腐蚀介质的 pH 值下降, 从而促进了腐蚀产物 FeCO_3 溶解, 加速了腐蚀的发生^[23]。

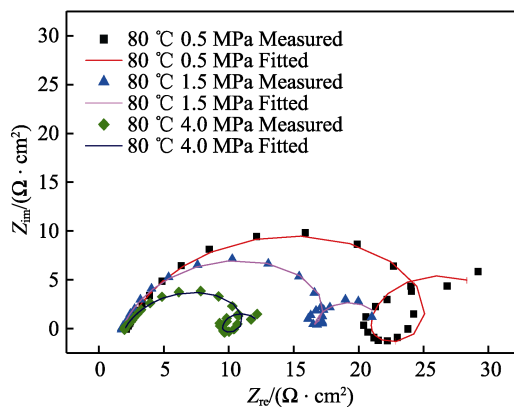


图 3 N80 钢在 80 °C 不同 CO_2 分压下的 Nyquist 图

Fig.3 Nyquist diagrams of N80 steel at 80 °C under different CO_2 partial pressures

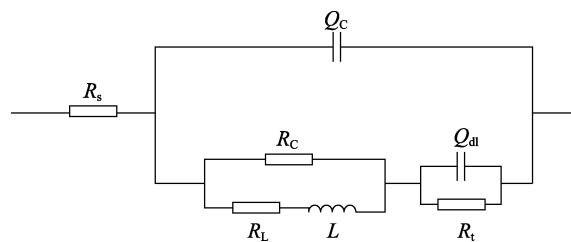


图 4 N80 钢在 80 °C 不同 CO_2 分压下的阻抗谱等效电路图

Fig.4 Equivalent circuits of EIS results of N80 steel at 80 °C under different CO_2 partial pressures

表 4 N80 钢在 80 °C 不同 CO_2 分压下等效电路各元件拟合值

Tab.4 Fitting results of elements in equivalent circuits of N80 steel at 80 °C under different CO_2 partial pressures

$P_{\text{CO}_2}/\text{MPa}$	$R_s/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$Q_c/(\text{s}^n \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-2})$	n_c	$R_t/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$R_L/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$L/(\text{H} \cdot \text{cm}^{-2})$	$Q_{dl}/(\text{s}^n \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-2})$	n_{dl}	$R_f/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$
0.5	1.91	6.77×10^{-4}	0.80	26.52	67.12	5.97	0.98	1	10.67
1.5	1.55	1.10×10^{-3}	0.81	19.4	68.6	2.69	1.31	1	5.10
4.0	1.77	1.64×10^{-3}	0.74	11.5	22.6	0.80	2.10	1	2.84

2.2 140 °C 下 CO_2 分压对 CO_2 腐蚀电化学的影响

N80 钢在 140 °C, 0.5、1.5、4.0 MPa 三个 CO_2 分压下的动电位极化曲线如图 5 所示, 通过 Tafel 外推法得到相关腐蚀电位 E_{corr} 及腐蚀电流密度 J_{corr} 的拟合结果, 见表 5。随着 CO_2 分压的增大, 其腐蚀电位 E_{corr} 正移, 对应的腐蚀电流密度 J_{corr} 增大。在 140 °C 条件下, CO_2 分压变化主要影响极化曲线的阴极部分, 对阳极区影响较小, 说明在 140 °C 条件下 N80 钢的 CO_2 腐蚀仍为典型的阴极控制。与 80 °C 条件下的极化曲线阴极区相比, 其扩散控制较不明显, 在 80 °C 下, CO_2 腐蚀过程中出现了一定程度的扩散控制。对于弱酸条件下发生扩散过程的原因, 可以归为

两类: 一些学者^[24-25]认为是由于 H^+ 、 HCO_3^- 等在溶液中扩散缓慢导致; 另一些学者^[26-27]认为是腐蚀产物膜对基体的保护作用阻碍了离子扩散, 从而导致扩散过程的产生。总体来看, 扩散过程产生是由于阴极反应离子到达基体表面过程受到阻碍所致。在高温条件下, H^+ 、 HCO_3^- 扩散速度显著增大, 一定程度上消除了扩散过程的影响。

N80 钢在 140 °C, 0.5、1.5、4.0 MPa 三个 CO_2 分压下的交流阻抗曲线如图 6 所示。随着 CO_2 分压的增大, 极化电阻减小, 腐蚀速率增大, 此结果与极化曲线分析结果一致。测得的 Nyquist 图包含两个时间常数, 呈现高频容抗、低频容抗特征。其中高频容抗弧与双电层电容和电荷传递电阻有关, 低频容抗弧与腐蚀产物膜有关。利用图 7 的等效电路进行拟合, 其

中 R_s 表示工作电极与参比电极间的溶液电阻, R_t 为金属基体腐蚀反应的电荷传递电阻, R_c 为腐蚀膜电阻, Q_c 表示由腐蚀膜产生的常相位角元件, Q_{dl} 表示双电层电容的常相位角原件, 所得各等效元件拟合结果见表 6。随着 CO_2 分压的增大, 腐蚀膜电阻 R_c 与金

属基体腐蚀反应的电荷传递电阻 R_t 均有所减小。这表明在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 温度条件下, 随着 CO_2 分压的增大, 腐蚀产物膜的保护性减弱, 腐蚀得到促进。

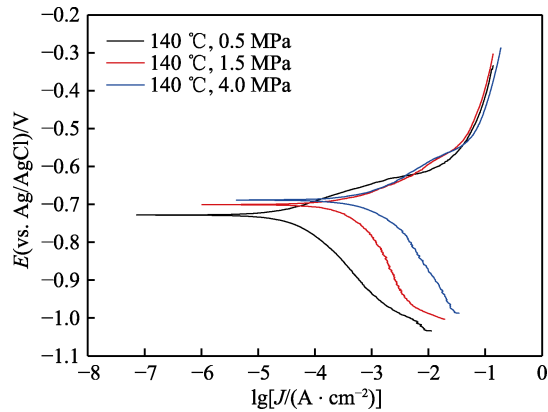


图 5 N80 钢在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压条件下极化曲线
Fig.5 Potentiodynamic polarization curves of N80 steel at $140\text{ }^\circ\text{C}$ under different CO_2 partial pressures

表 5 N80 钢在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下
腐蚀电位 E_{corr} 及腐蚀电流密度 J_{corr}
Tab.5 Corrosion potential E_{corr} and corrosion current
density J_{corr} of N80 steel at $140\text{ }^\circ\text{C}$ under
different CO_2 partial pressures

$P_{\text{CO}_2}/\text{MPa}$	E_{corr}/V	$J_{\text{corr}}/(\text{mA} \cdot \text{cm}^{-2})$
0.5	-0.728	0.016
1.5	-0.700	0.232
4.0	-0.688	0.687

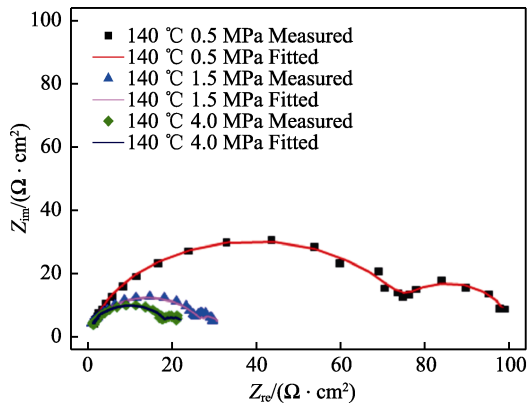


图 6 N80 钢在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下的 Nyquist 图
Fig.6 Nyquist diagrams of N80 steel at $140\text{ }^\circ\text{C}$
under different CO_2 partial pressures

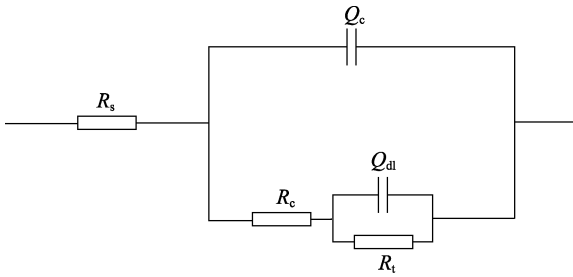


图 7 N80 钢在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下的
阻抗谱等效电路图
Fig.7 Equivalent circuits for EIS results of N80 steel
at $140\text{ }^\circ\text{C}$ under different CO_2 partial pressures

表 6 N80 钢在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 不同 CO_2 分压下等效电路各元件拟合值
Tab.6 Fitting results of elements in equivalent circuits of N80 steel at $140\text{ }^\circ\text{C}$ under different CO_2 partial pressures

$P_{\text{CO}_2}/\text{MPa}$	$R_s/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$Q_f/(\text{s}^n \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-2})$	n_f	$R_c/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$	$Q_{dl}/(\text{s}^n \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-2})$	n_{dl}	$R_t/(\Omega \cdot \text{cm}^2)$
0.5	1.26	8.64×10^{-4}	0.79	75.54	0.15	1	21.9
1.5	0.83	1.41×10^{-3}	0.71	26.36	0.85	1	4.33
4.0	1.18	3.21×10^{-3}	0.74	17.41	1.46	1	3.45

2.3 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 与 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 腐蚀产物膜的比较

通过腐蚀电流密度计算, 得到 N80 钢在短期内的腐蚀速率如图 8 所示。在相同的 CO_2 分压条件下, 温度由 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 升至 $140\text{ }^\circ\text{C}$, N80 钢的腐蚀速率均有所下降。

相对于 $80\text{ }^\circ\text{C}$, $140\text{ }^\circ\text{C}$ 高温条件下交流阻抗曲线中的中低频感抗弧消失。这是因为阴极控制下, 腐蚀过程受到 H 吸附过程和腐蚀产物膜的保护作用影响, 二者又存在竞争关系, 腐蚀产物膜覆盖效果越好, H 吸附越困难。这是由于高温条件下形成的致密腐蚀产物膜阻碍了 H 吸附, 导致中低频感抗弧消失。通过对 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 与 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 下的拟合结果对比发现, 相同的 CO_2

分压条件下, $140\text{ }^\circ\text{C}$ 下的 R_c 与 R_t 均高于 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下的值, 这进一步说明了 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下生成的腐蚀产物膜的保护性要优于 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下的产物膜。

对在 4 MPa CO_2 分压, 80 、 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 两个温度条件下浸泡 7 天的试样表面的腐蚀膜进行微观形貌观察, 如图 9 所示。 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 形成的产物膜晶粒尺寸远小于 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 的产物膜, 且 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 下产物膜更为致密, 而 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下产物膜存在明显孔隙。这是由于碳酸亚铁 (FeCO_3) 溶解度具有负的温度系数, 随着温度的升高而降低, 高温下的 FeCO_3 的形核率和晶体生长速率显著提高。因此在 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 下形成的腐蚀产物晶粒尺寸明显小于 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下的产物, 且 $140\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下产物膜孔隙率降低, 对基体保护性提高。

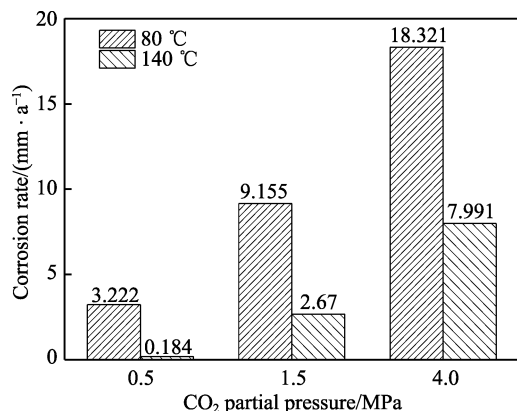


图8 N80钢在80、140℃不同CO₂分压下的腐蚀速率
Fig.8 Corrosion rate of N80 steel at 80 and 140 °C under different CO₂ partial pressures

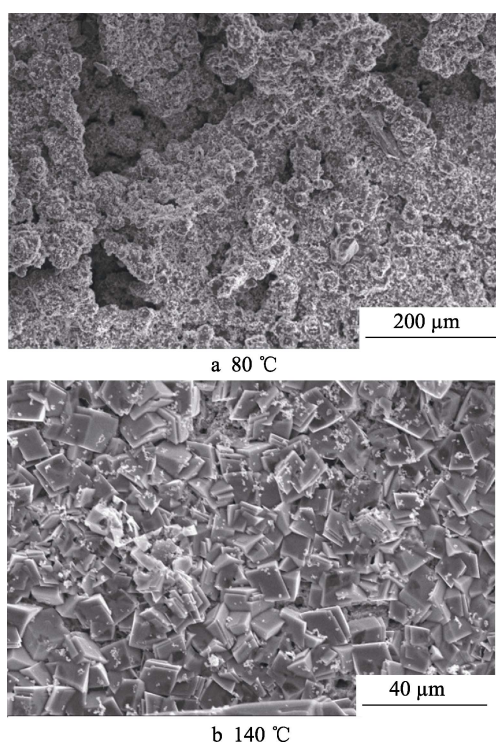


图9 N80钢在4 MPa CO₂分压条件下
FeCO₃产物膜微观形貌

Fig.9 SEM micrographs of corrosion scale
of N80 steel under 4 MPa CO₂

3 结论

1) N80钢在80℃与140℃的CO₂环境中,腐蚀呈现明显的阴极控制,并且在80℃下呈现一定的扩散控制。在0.5~4 MPa CO₂分压内,随CO₂分压的增大,腐蚀电流密度 J_{corr} 增大,腐蚀受到促进。相同CO₂分压下,140℃的腐蚀电流密度 J_{corr} 低于80℃条件下相关值,N80钢腐蚀受抑制。

2) 在所试验的CO₂分压内,80℃下N80钢的交流阻抗包含三个时间常数,呈现高频容抗、中低频感抗、低频容抗;而在140℃条件下,由于温度升高后

腐蚀产物膜的保护性增强,H吸附受阻,导致中低频感抗弧消失。

参考文献:

- [1] 唐晓旭, 马跃, 孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J]. 中国海上油气, 2011(3): 185-188.
TANG Xiao-xu, MA Yue, SUN Yong-tao. Research and field test of multicomponent thermal fluid huff and puff process for offshore heavy oil[J]. China offshore oil and gas, 2011(3): 185-188.
- [2] 黄颖辉, 刘东, 罗义科. 海上多元热流体吞吐先导试验井生产规律研究[J]. 特种油气藏, 2013(2): 84-86.
HUANG Ying-hui, LIU Dong, LUO Yi-ke. Study on production rule of offshore pilot test well for multielement thermal fluid stimulation[J]. Special oil and gas reservoir, 2013(2): 84-86.
- [3] 李萍, 刘志龙, 邹剑, 等. 渤海旅大27-2油田蒸汽吞吐先导试验注采工程[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 242-247.
LI Ping, LIU Zhi-long, ZOU Jian, et al. Injection and production project of pilot test on steam huff-puff in oilfield LD27-2, Bohai Sea[J]. Acta petrolei sinica, 2016, 37(2): 242-247.
- [4] 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 materials[J]. Surface technology, 2017, 46(1): 211-217.
- [5] 陈毅, 许杰, 贾立新, 等. 海上热采并套管热应力强度衰减与高温腐蚀叠加条件下的管材优选研究[J]. 表面技术, 2018, 47(2): 195-201.
CHEN Yi, XU Jie, JIA Li-xin, et al. Casing selection for thermal wells under condition of thermal strength attenuation and high temperature corrosion in offshore oilfield[J]. Surface technology, 2018, 47(2): 195-201.
- [6] 姜杰, 李敬松, 祁成祥, 等. 海上稠油多元热流体吞吐开采技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2012(4): 38-40.
JIANG Jie, LI Jing-song, QI Cheng-xiang, et al. Study on complex thermal fluids huff and puff technology in offshore heavy oil reservoir[J]. Reservoir evaluation and development, 2012(4): 38-40.
- [7] 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.
- [8] 林海, 许杰, 范白涛, 等. 渤海油田井下管柱CO₂腐蚀规律与防腐选材现状[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 97-103.
LIN Hai, XU Jie, FAN Bai-tao, et al. Review on CO₂ corrosion rule of down-hole strings in Bohai Oil Field and current status of anticorrosion material selection[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 97-103.

- [9] WAARD C D, LOTZ U, MILLIAMS D E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines[J]. Corrosion, 1991, 47(12): 976-985.
- [10] KIRCHHEIM R, HEINE B, FISCHMEISTER H, et al. The passivity of iron-chromium alloys[J]. Corrosion science, 1989, 29(7): 899-917.
- [11] 马文海, 裴晓含, 高飞, 等. N80 钢在模拟深层气井水溶液中的 CO₂ 腐蚀行为[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2007, 27(1): 8-13.
MA Wen-hai, PEI Xiao-han, GAO Fei, et al. CO₂ corrosion behavior of N80 steel in simulated deep gas well water solution[J]. Journal of China society for corrosion and protection, 2007, 27(1): 8-13.
- [12] WANG S H, GEORGE K, NESIC S. High pressure CO₂ corrosion electrochemistry and the effect of acetic acid[C]// Proceedings of the Corrosion 2004. New Orleans: NACE, 2004.
- [13] 黄天杰, 王峰, 殷安会, 等. N80 钢在二氧化碳饱和的模拟油田液中的高温高压腐蚀行为研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2009, 21(5): 486-488.
HUANG Tian-jie, WANG Feng, YIN An-hui, et al. High-temperature and high-pressure corrosion behavior of steel N80 in a simulated oil field fluid saturated with carbon dioxide[J]. Corrosion science and protection technology, 2009, 21(5): 486-488.
- [14] LI D G, FENG Y R, BAI Z Q, et al. Characteristics of CO₂ corrosion scale formed on N80 steel in stratum water with saturated CO₂[J]. Applied surface science, 2007, 253(20): 8371-8376.
- [15] 侯保山. 120 °C 下 N80 钢的 CO₂/O₂ 腐蚀电化学过程[C]// 第十九届全国缓蚀剂学术讨论会论文集. 西安: 中国腐蚀与防护学会缓蚀剂专业委员会, 2016.
HOU Bao-shan. CO₂/O₂ corrosion and electrochemical behavior of N80 steel under high temperature and pressure environment[C]// The nineteenth national symposium on corrosion inhibitors. Xi'an: Corrosion Inhibitor Committee of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2016.
- [16] 朱春明, 张海龙, 李效波. 海上热采井防砂筛管腐蚀的影响因素[J]. 腐蚀与防护, 2014, 35(11): 1148-1151.
ZHU Chun-ming, ZHANG Hai-long, LI Xiao-bo. Influence factors of corrosion of sand screen pipeline in offshore thermal production well[J]. Corrosion & protection, 2014, 35(11): 1148-1151.
- [17] 张海山. 超出海上油套管选材图版的防腐设计实验研究[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 111-117.
ZHANG Hai-shan. Experimental research on the anti-corrosion design out of the tube and casing material selection chart in the offshore oilfields[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 111-117.
- [18] GARSANY Y, PLETCHER D, SIDORIN D, et al. Quantifying the acetate-enhanced corrosion of carbon steel in oilfield brines[C]// Proceedings of the corrosion 2004. New Orleans: NACE, 2004.
- [19] 陈长风, 路民旭, 赵国仙, 等. N80 油套管钢 CO₂ 腐蚀阴极过程电化学阻抗谱分析[J]. 金属学报, 2003, 39(1): 94-98.
CHEN Chang-feng, LU Min-xu, ZHAO Xian-guo, et al. The EIS analysis of cathodic reaction during CO₂ corrosion of N80 steel[J]. Acta metallurgica sinica, 2003, 39(1): 94-98.
- [20] 张雷, 国大鹏, 路民旭. Cl⁻ 含量对 J55 钢 CO₂ 腐蚀行为的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2009, 29(1): 64-68.
ZHANG Lei, GUO Da-peng, LU Min-xu. Effect of Cl⁻ content on CO₂ corrosion behavior of J55 steel[J]. Journal of China society for corrosion and protection, 2009, 29(1): 64-68.
- [21] TANG J W, SHAO Y W, ZHANG T, et al. Corrosion behaviour of carbon steel in different concentrations of HCl solutions containing H₂S at 90 °C[J]. Corrosion science, 2011, 53(5): 1715-1723.
- [22] 陈长风, 路民旭, 赵国仙, 等. N80 钢 CO₂ 腐蚀电极过程交流阻抗分析[J]. 金属学报, 2002, 38(7): 770-774.
CHEN Chang-feng, LU Min-xu, ZHAO Guo-xian, et al. The EIS analysis of electrode reactions of CO₂ corrosion of N80 steel[J]. Acta metallurgica sinica, 2002, 38(7): 770-774.
- [23] 陈立强, 孙雨来, 陈长风, 等. N80 油管在模拟凝析气田多相流环境中的 CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 石油矿场机械, 2010, 39(10): 55-59.
CHEN Li-qiang, SUN Lai-yu, CHEN Chang-feng, et al. Corrosion behavior of N80 steel in simulated environment of natural-mineralized water-CO₂ multiphase flow[J]. Oil field equipment, 2010, 39(10): 55-59.
- [24] GRAY L G S, ANDERSON B G, DANYSH M J, et al. Mechanism of carbon steel corrosion in brines containing dissolved carbon dioxide at pH 4[C]// Proceedings of the corrosion 1989. Houston: NACE, 1989.
- [25] ZHANG Y, BROWN B, NESIC S. Electrochemical study and modeling of H₂S corrosion of mild steel[J]. Corrosion, 2013, 70(4): 351-365.
- [26] LI D G, FENG Y R, BAI Z Q, et al. Characteristics of CO₂ corrosion scale formed on N80 steel in stratum water with saturated CO₂[J]. Applied surface science, 2007, 253(20): 8371-8376.
- [27] YIN Z F, ZHAO W Z, BAI Z Q, et al. Corrosion behavior of SM 80SS tube steel in stimulant solution containing H₂S and CO₂[J]. Electrochimica acta, 2008, 53(10): 3690-3700.