

# 月桂酸在超临界 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 环境下的 缓蚀行为研究

张德平<sup>1,2</sup>, 岑宏宇<sup>3</sup>, 陈振宇<sup>3</sup>

(1.东北石油大学 石油工程学院, 黑龙江 大庆 166318; 2.中国石油吉林油田公司 二氧化碳捕集埋存与提高采收率开发公司, 吉林 松原 138000; 3.华中科技大学 化学与化工学院, 武汉 430074)

**摘要:** **目的** 探明超临界 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 介质环境下缓蚀剂的作用机制, 并筛选可靠的缓蚀剂。**方法** 采用高压电化学测试、动态质量损失测试和表面形貌分析等手段, 研究月桂酸对 N80 碳钢在不同 CO<sub>2</sub> 压力条件下的缓蚀行为变化。**结果** 月桂酸是一种混合型缓蚀剂, 能显著抑制碳钢在超临界 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 环境下的腐蚀。**结论** 当体系由非超临界 CO<sub>2</sub> 状态转变为超临界 CO<sub>2</sub> 状态时, 月桂酸在碳钢表面覆盖膜更为致密, 且具有显著的疏水作用, 缓蚀效率得到明显提升。

**关键词:** CO<sub>2</sub> 腐蚀; 月桂酸; N80 碳钢

**DOI:** 10.7643/issn.1672-9242.2020.10.009

**中图分类号:** TG174.42 **文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-9242(2020)10-0057-06

## Corrosion Inhibition of Lauric Acid in Supercritical CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O Condition

ZHANG De-ping<sup>1,2</sup>, CEN Hong-yu<sup>3</sup>, CHEN Zhen-yu<sup>3</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China; 2. CCS-EOR Company, Petro-China Jilin Oil Field Company, Songyuan 138000, China; 3. School of Chemistry & Chemical Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

**ABSTRACT:** The work aims to find out the action mechanism of corrosion inhibitor in supercritical CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O medium and select reliable corrosion inhibitor. Corrosion inhibition performance of lauric acid on carbon steel in supercritical CO<sub>2</sub> was investigated by electrochemical measurements, dynamic weight loss tests and surface morphology analysis. Lauric acid was a mixed-type corrosion inhibitor and could effectively protect carbon steel from CO<sub>2</sub> corrosion. When the system changes from non-supercritical CO<sub>2</sub> state to supercritical CO<sub>2</sub> state, the film of lauric acid on the surface of carbon steel is denser and has obvious hydrophobic effect, and the corrosion inhibition efficiency is obviously improved.

**KEY WORDS:** CO<sub>2</sub> corrosion; lauric acid; N80 carbon steel

收稿日期: 2020-02-07; 修订日期: 2020-02-24

Received: 2020-02-07; Revised: 2020-02-24

基金项目: 国家自然科学基金(51871105, 51571098)

Fund: National Natural Science Foundation of China (51871105, 51571098)

作者简介: 张德平(1980—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为 CO<sub>2</sub> 驱采油工程与工艺。

Biography: ZHANG De-ping (1980—), Male, Ph. D., Senior engineer, Research focus: CO<sub>2</sub> flooding.

通讯作者: 陈振宇(1977—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为金属腐蚀与防护。

Corresponding author: CHEN Zhen-yu (1977—), Male, Ph. D., Professor, Research focus: metal corrosion and protection.

当 CO<sub>2</sub> 的温度超过 31.1 °C, 压力高于 7.38 MPa 时, 即进入超临界状态。超临界 CO<sub>2</sub> 流体介于气体和液体之间, 兼有气体、液体的双重特点, 其密度接近液体, 而黏度近似于气体, 其扩散系数是液体的近百倍。为了有效利用并逐步减少空气中的 CO<sub>2</sub>, 采用注 CO<sub>2</sub> 提高油气采收率 (EOR、EGR), 以延长油气井的寿命, 不仅解决了大气中 CO<sub>2</sub> 含量过多的问题, 也提高了驱油效率, 成为全世界开始普及的石油驱出技术<sup>[1-6]</sup>。无论是油气田的套管、集输管线, 还是 EOR 工艺中输送管材, 均倾向于选择强度高而价格低廉的碳钢。然而, CO<sub>2</sub> 是一种腐蚀性气体, 溶于水后会对碳钢产生严重的电化学腐蚀, 从而使管道设备早期失效, 并造成重大事故<sup>[7-12]</sup>。随着 EOR 技术在深层油气田开采中的应用, 油气田采出水中大多富含 CO<sub>2</sub>, 管道内和井下的 CO<sub>2</sub> 甚至达到超临界状态, 超临界 CO<sub>2</sub> 和水的混相流体对碳钢管道的侵蚀大大增强<sup>[13-14]</sup>。

使用缓蚀剂是油气田中抑制 CO<sub>2</sub> 腐蚀最有效的方法之一, 它具有工艺简单、成本低等显著优势<sup>[15-17]</sup>。Zhang 等<sup>[18]</sup>在超临界 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 介质中评价了四种低压 CO<sub>2</sub> 环境下较为成熟的缓蚀剂, 包括两种咪唑啉类缓蚀剂, 一种酰胺类缓蚀剂和一种季铵盐类缓蚀剂。结果表明, 即使在 50 °C 较为温和的环境下, 添加四种缓蚀剂后的腐蚀速率皆大于 1.5 mm/a, 腐蚀较为严重。常规 CO<sub>2</sub> 缓蚀剂在超临界 CO<sub>2</sub> 与水混相流环境中大多会失效, 其失效机理目前尚不明确, 这对超临界 CO<sub>2</sub> 环境下缓蚀剂的开发带来了极大困扰。

长链脂肪酸由于良好的吸附能力和疏水作用, 常被用作 CO<sub>2</sub> 缓蚀剂。月桂酸大量存在于植物油中, 作为合成咪唑啉的优选脂肪酸之一, 在缓蚀剂领域得到广泛应用。吴亚楠等<sup>[19]</sup>发现在无硫酸盐还原菌 (SRB) 的饱和 CO<sub>2</sub> 油田产出水中, 月桂酸的缓蚀效率可达到 98.6%, 而当 SRB 存在时, 缓蚀效率为 62.9%。在超临界 CO<sub>2</sub> 环境下, 目前暂无月桂酸作为缓蚀剂的研究报道。因此, 文中特选用常见的月桂酸为研究对象, 探究其在高压 CO<sub>2</sub> 下的缓蚀性能, 并进一步探索在超临界 CO<sub>2</sub> 状态前后其缓蚀行为变化。

## 1 实验方法

实验选用 N80 碳钢为研究材料, 其主要化学成分 (质量分数) 为: C 0.3407%, Mn 1.3898%, Si 0.2923%, P 0.0152%, Cr 0.45%, S 0.0132%, Ni 0.0282%, Mo 0.3%, Fe 余量。实验所用碳钢被加工成 50 mm×10 mm×3 mm 尺寸, 用于质量损失实验, 接触面积为 13.6 cm<sup>2</sup>。加工成直径为 0.5 cm 的圆柱电极, 用于电化学测试, 有效面积为 0.19 cm<sup>2</sup>。在电极每次使用之前, 用 400#、800#和 1200#的砂纸依次打磨, 然后用丙酮擦拭, 冷风吹干。分析纯 (AR) 的月桂酸从国药试剂公司购买。

实验介质为模拟油田地层采出水, 组成为 18.84 g/L NaCl, 3.76 g/L NaHCO<sub>3</sub>, 0.3 g/L KCl, 0.28 g/L CaCl<sub>2</sub>, 0.24 g/L MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O, 0.2 g/L Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>。模拟水样用分析纯化学药品和去离子水配制而成, 使用之前用纯度为 99.99% CO<sub>2</sub> 通气 8h 使水样饱和。

电化学实验在 Gamry interface 3000 电化学工作站上进行, 实验温度为 (50±1) °C, 实验测试装置采用课题组前期自行设计的高压测试装置<sup>[20]</sup>, 待装置加热到指定温度后, 再进行加压操作。采用传统的三电极体系, 以 N80 碳钢电极为工作电极, Ag/AgCl 电极与 Pt 电极分别作为参比电极和辅助电极。当开路电位 ( $E_{OCP}$ ) 达到稳定后, 进行动电位极化曲线测试, 扫描电位范围相对于开路电位 ( $E_{OCP}$ ) 为 -250~250 mV, 扫描速率为 0.5 mV/s。极化曲线的测量结果选用 Cview2 软件进行拟合。

动态质量损失挂片时间为 24 h, 实验温度为 (50±1) °C, 动态转速为 2 m/s。实验前将试片用丙酮除油, 无水乙醇清洗, 冷风吹干, 用分度值为 0.1 mg 的分析天平称量 3 次, 取平均值, 记录数据。挂片结束后, 取出试片, 用酸洗液浸泡 30 s, 去除表面腐蚀产物, 再依次用去离子水和乙醇清洗试片, 冷风吹干, 称量。试片的腐蚀速率 ( $v_{corr}$ ) 可由式 (1) 计算:

$$v_{corr} = \frac{8.76 \times 10^4 \times \Delta m}{\rho A t} \quad (1)$$

式中:  $v_{corr}$  为腐蚀速率, mm/a;  $\Delta m$  为试片的质量损失, g;  $\rho$  为材料密度, g/cm<sup>3</sup>;  $A$  为试样与介质接触面积, cm<sup>2</sup>;  $t$  为挂片时间, h。

试样表面形态观察选用 SEM 仪器 (Phillips Quanta 200 SEM System)。接触角测试使用 JC2000DM 接触角测定仪完成。

## 2 结果与讨论

### 2.1 动态质量损失测试

在 50 °C 实验温度, 不同 CO<sub>2</sub> 分压下, 用 N80 碳钢挂片 24 h 后, 腐蚀速率及月桂酸的缓蚀效率 ( $\eta_w$ ) 见表 1。由表 1 可以看出, 空白条件下, 随着 CO<sub>2</sub> 压力的升高, 碳钢腐蚀速率随之变大, 在体系达到超临界状态前后, 碳钢腐蚀速率并没有显著变化, 只是略微增加。当 CO<sub>2</sub> 分压由 8 MPa 增大到 10 MPa 时, 腐蚀速率略微降低。这可能是由于压力继续升高后, 碳钢表面的碳酸亚铁膜更为致密<sup>[21]</sup>。添加 100 mg/L 月桂酸后, 试片腐蚀速率明显下降。在 CO<sub>2</sub> 压力达到超临界压力之前, 随着 CO<sub>2</sub> 压力的升高, 添加月桂酸后, 试片的腐蚀速率也逐渐增大。但当 CO<sub>2</sub> 分压由非超临界条件 (压力小于 7.38 MPa) 下升高至 8 MPa, 腐蚀速率反而下降, 月桂酸的缓蚀效率上升。这可能与超临界 CO<sub>2</sub> 下缓蚀剂在钢片表面吸附状态发生改变有关。

表 1 在不同 CO<sub>2</sub> 分压下 N80 钢的质量损失实验结果 (50 °C)

Tab.1 Weight loss experiment results of N80 steel under different CO<sub>2</sub> partial pressure (50 °C)

	Pressure/MPa	Corrosion rate/(mm·a <sup>-1</sup> )	η <sub>w</sub> /%
Blank	4	3.00	—
	6	3.26	—
	8	3.65	—
	10	3.12	—
Lauric acid	4	1.04	65.33
	6	1.28	60.74
	8	0.58	84.11
	10	0.50	83.97

### 2.2 高压电化学测试

动电位扫描极化曲线用于探究 N80 碳钢分别在空白和添加月桂酸时的腐蚀情况, 结果如图 1 所示。从图 1a 中可以发现, 当未添加缓蚀剂时, 不同压力下的极化曲线并没有显著的差别, 阳极极化曲线基本一致, 腐蚀电位没有明显变化, 阴极极化曲线对应电流密度增大, 腐蚀增强, 极化曲线拟合结果见表 2。从图 1b 中可以看到, 相比于空白体系而言, 添加月桂酸后,  $J_{\text{corr}}$  明显减小。从阴极和阳极 Tafel 拟合数据来看, 阴阳两极反应均得到抑制, 说明月桂酸属于混合型缓蚀剂。图 1b 中, 在非超临界条件 (压力小于 7.38 MPa) 下, 随着压力的增加,  $J_{\text{corr}}$  变大, 说明腐蚀速率随着压力的增加而增加。一旦 CO<sub>2</sub> 压力升高到 8 MPa 达到超临界状态时, 极化曲线腐蚀电位正移。继续加压到 10 MPa 后, 腐蚀电位负移, 超临界状态下对应的  $J_{\text{corr}}$  明显减小, 说明此状态下缓蚀剂在

碳钢表面吸附更致密, 月桂酸作用更显著。

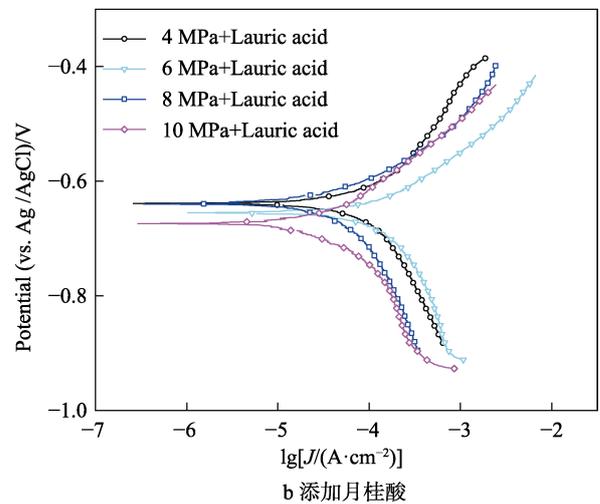
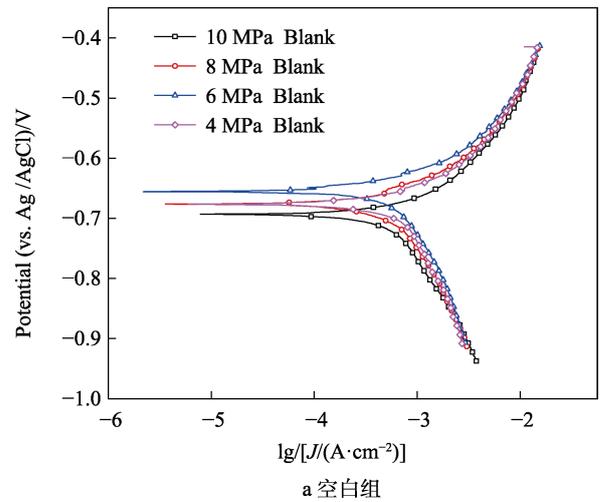


图 1 在不同条件下 N80 钢的极化曲线  
Fig.1 Polarization curves of N80 steel under different conditions: a) blank group; b) with lauric acid

表 2 在不同条件下 N80 钢的极化曲线拟合数据

Tab.2 Polarization curve fitting data of N80 steel under different conditions

	$P_{\text{CO}_2}$ /MPa	$E_{\text{corr}}$ (vs. Ag/AgCl)/mV	$J_{\text{corr}}$ ( $\times 10^{-5}$ A·cm <sup>-2</sup> )	$b_c$ /(mV·dec <sup>-1</sup> )	$b_a$ /(mV·dec <sup>-1</sup> )
Blank	4.0	-677	58	-331	114
	6.0	-654	63	-250	91
	8.0	-679	75	-259	105
	10.0	-695	61.1	-253	96.9
Lauric acid	4.0	-644	6.91	-166	114
	6.0	-649	9.69	-192.7	91.3
	8.0	-639	3.41	-180.2	81.7
	10	-672	3.00	-145.9	110.4

### 2.3 微观形貌表征

失重挂片结束后, 将试片从高压釜中取出, 用冷风吹干, 再用 SEM 进行微观形貌分析, 如图 2 所示。空白条件 6 MPa 和 8 MPa 环境下, 碳钢表面形貌差

别不大, 碳钢表面附着的腐蚀产物疏松, 表面的产物膜已经破裂, 局部膜已经脱落, 腐蚀严重。加入月桂酸后, 发现碳钢表面覆盖层没有脱落, 碳钢表面较为平整。在图 2c 中, 6 MPa 条件下, 碳钢表面覆盖膜依然出现了裂纹, 说明此条件下缓蚀剂在碳钢表面并

没有形成有效的保护膜。在 8 MPa 条件下, 碳钢表面覆盖层并没有裂纹, 有明显覆盖物。为进一步分析不同条件下覆盖物的成分, 对两种压力条件下的覆盖物进行 EDS 分析, 其结果见表 3。从元素分析来看, 在

8 MPa 条件下, 覆盖物的碳含量明显高于 6 MPa 条件。这应该是月桂酸长链烷烃覆盖后导致的碳元素含量升高, 表明在超临界状态下月桂酸能更好地吸附覆盖在碳钢表面, 从而形成更为致密的覆盖膜。

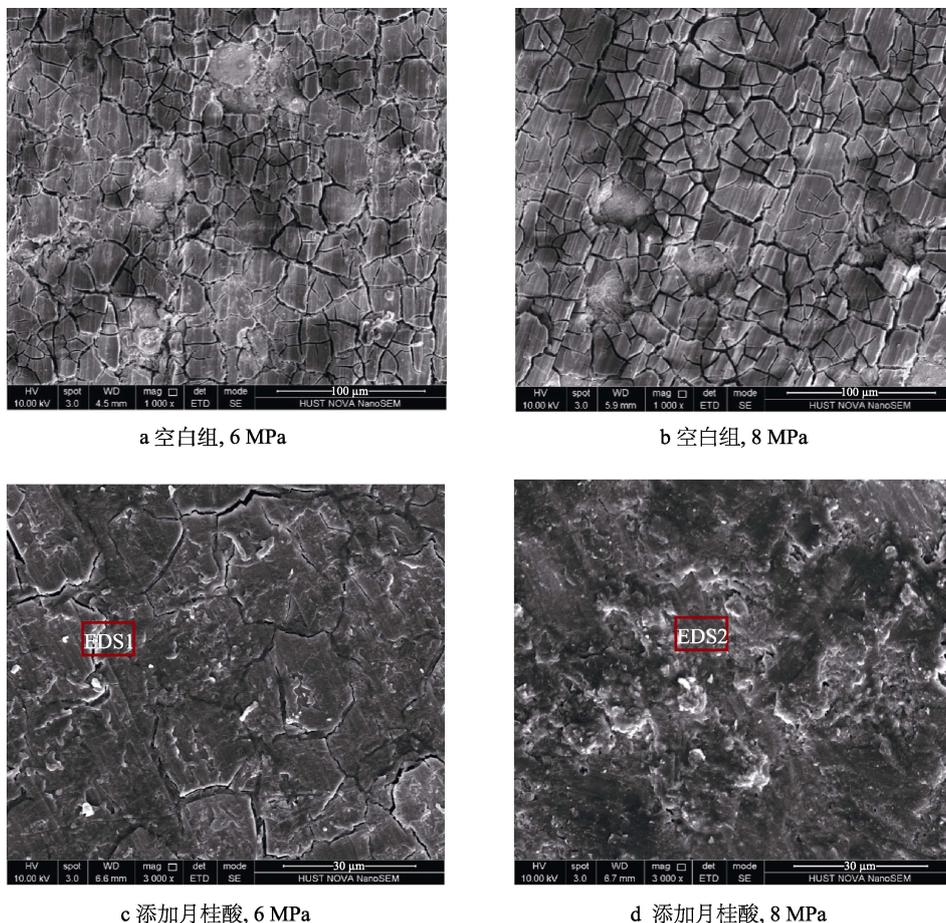


图 2 不同条件下 N80 钢的腐蚀形貌

Fig.2 Corrosion morphology of N80 steel under different conditions: a) blank group in 6 MPa; b) blank group in 8 MPa; c) with lauric acid in 6 MPa; d) with lauric acid in 8 MPa

表 3 不同条件下表面覆盖物 EDS 元素数据

Tab.3 EDS data of cover layer on the steel surface under different conditions

Element	EDS1		EDS2	
	质量分数%	原子数分数%	质量分数%	原子数分数%
C	18.9	40.4	63.6	79.4
O	19.6	31.3	16.1	15.1
Fe	61.3	28.2	20.2	5.4
Cl	0.2	0.1	0.1	0.1

## 2.4 润湿性测试

将失重挂片结束后的试片用去离子水冲洗, 再用冷风吹干进行接触角测试, 考察试片表面覆盖膜的润湿性。添加月桂酸后, 碳钢在不同 CO<sub>2</sub> 压力下挂片后的接触角测试图像见图 3。通过测试可以发现, 在 CO<sub>2</sub>

分压分别为 4、6、8 MPa 条件下, 试片的接触角分别为 112.5°、101.5°和 129.3°, 说明碳钢表面在超临界状态下形成的保护膜更具有疏水性质, 表明缓蚀剂在此状态下拥有更显著的附着能力。

## 2.5 缓蚀行为变化分析

综合上述分析, 在空白条件下, 碳钢在超临界 CO<sub>2</sub> 状态前后的腐蚀行为并没有明显变化。加入月桂酸后, 碳钢腐蚀行为发生明显改变, 并且在达到超临界 CO<sub>2</sub> 状态后, 腐蚀受到的抑制明显比非超临界状态要强。

根据目前已有的文献[22-23], 碳钢表面的过剩电荷会由非超临界 CO<sub>2</sub> 状态下的过剩负电荷转变为超临界 CO<sub>2</sub> 状态下的过剩正电荷, 电荷的反转会促使离子型缓蚀剂的缓蚀行为发生改变。月桂酸属于阴离子型缓蚀剂, 烷基链尾端的羧基电离形成的羧

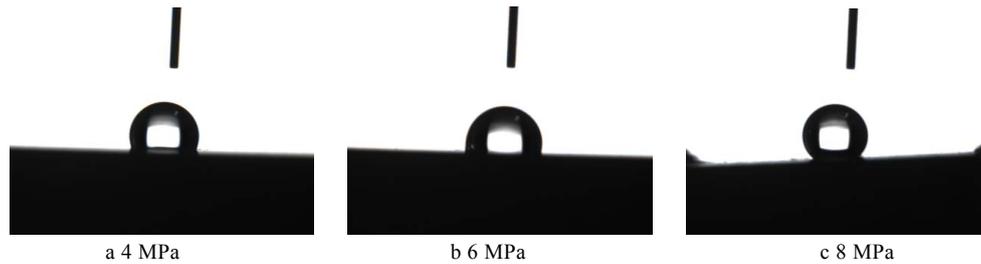


图 3 添加月桂酸在不同 CO<sub>2</sub> 压力下碳钢的表面润湿性测试  
Fig.3 Contact angle measurements of steel with lauric acid at different CO<sub>2</sub> pressure

酸根离子通过电荷引力作用更容易吸附在累积正电荷的金属表面, 因此在超临界 CO<sub>2</sub> 状态下会有更显著的缓蚀效果。

### 3 结论

1) 月桂酸能显著抑制超临界 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 环境下碳钢的腐蚀, 属于混合型缓蚀剂, 能在金属表面形成强疏水作用的保护膜。

2) 月桂酸在超临界 CO<sub>2</sub> 状态下的缓蚀性能明显优于非超临界环境, 缓蚀效率随着 CO<sub>2</sub> 压力的升高, 出现先上升后显著下降的趋势, 在超临界 CO<sub>2</sub> 状态前后出现缓蚀行为的急剧变化, 与金属表面过剩电荷在此条件下的反转相关。

#### 参考文献:

- [1] TANG Y, GUO X P, ZHANG G A. Corrosion Behaviour of X65 Carbon Steel in Supercritical-CO<sub>2</sub>, Containing H<sub>2</sub>O and O<sub>2</sub>, in Carbon Capture and Storage (CCS) Technology[J]. *Corrosion Science*, 2017, 118: 118-128.
- [2] 韩帅豪, 岑宏宇, 陈振宇, 等. 原油与高压 CO<sub>2</sub> 共存条件下咪唑啉缓蚀剂的作用行为研究[J]. *中国腐蚀与防护学报*, 2017(3): 29-34.  
HAN S H, CEN H Y, CHEN Z Y, et al. Inhibition Behavior of Imidazoline Inhibitor in Corrosive Medium Containing Crude Oil and High Pressure CO<sub>2</sub>[J]. *Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection*, 2017(3): 29-34.
- [3] LIN Yuan-hua, ZHU Da-jiang, ZENG De-zhi, et al. Experimental Studies on Corrosion of Cement in CO<sub>2</sub> Injection Wells under Supercritical Conditions[J]. *Corrosion Science*, 2013, 74: 13-21.
- [4] SEDIGHEH M, LESLEY A J. High pressure and high-temperature study of CO<sub>2</sub> saturated-water injection for improving oil displacement; mechanistic and application study [J]. *Fuel*, 2020, 262: 116442.
- [5] LU J, LAWRENCE J P, STEVEN B H, et al. Impact of CO<sub>2</sub> Impurity on MMP and Oil Recovery Performance of the Bell Creek Oil Field[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 6997-7008.
- [6] XIAO W, KLAAS VAN T V, PETER M, et al. Economic Co-optimization of Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration[J]. *Applied Energy*, 2018, 222: 132-147.
- [7] TIAN H, LI W, HOU B, et al. Insights into Corrosion Inhibition Behavior of Multi-active Compounds for X65 Pipeline Steel in Acidic Oilfield Formation Water[J]. *Corrosion Science*, 2017, 117: 43-58.
- [8] WANG G, XIAO L, LIU Z, et al. Effect of Supercritical CO<sub>2</sub> on Corrosion Behavior and Mechanism of Fiber Reinforced Pipe[J]. *Corrosion Science*, 2016, 113: 180-182.
- [9] 罗睿, 余世杰, 袁鹏斌, 等. 316L 与 X65 在模拟流动地层水中电偶腐蚀行为[J]. *装备环境工程*, 2016, 13(4): 162-167.  
LUO R, YU S J, YUAN P B, et al. Galvanic Corrosion Behavior of X65/316L Coupled in Simulated Flowing Formation Water[J]. *Equipment Environmental Engineering*, 2016, 13: 162-167.
- [10] 赵毅, 许艳艳, 朱原原, 等. 油气集输管道内防腐技术应用进展[J]. *装备环境工程*, 2018, 15(6): 53-58.  
ZHAO Y, XU Y Y, ZHU Y Y, et al. Research Status on Internal Corrosion Protection Technology of Oil & Gas Transportation Pipeline[J]. *Equipment Environmental Engineering*, 2018, 15(6): 53-58.
- [11] 陈旭, 梁平, 李晓刚, 等. 管线钢应力腐蚀开裂的影响因素[J]. *装备环境工程*, 2007, 4(3): 21-26.  
CHEN X, LIANG P, LI X G, et al. Factors Influencing Stress Corrosion Cracking of Pipeline Steels[J]. *Equipment Environmental Engineering*, 2007, 4(3): 21-26.
- [12] 郭静, 蒋风松, 蔡锐, 等. 浸泡时间对两种涂层电化学腐蚀行为的影响[J]. *装备环境工程*, 2016, 13(2): 1-7.  
GUO J, JIANG F S, CAI R, et al. Effect of Soaking Time on Electrochemical Corrosion Behavior of Two Kinds of Coatings[J]. *Equipment Environmental Engineering*, 2016, 13(2): 1-7.
- [13] ZHANG G A, LIU D, LI Y Z, et al. Corrosion Behaviour of N80 Carbon Steel in Formation Water under Dynamic Supercritical CO<sub>2</sub> Condition[J]. *Corrosion Science*, 2017, 120: 107-120.
- [14] SUN C, WANG Y, SUN J, et al. Effect of Impurity on the Corrosion Behavior of X65 Steel in Water-saturated Supercritical CO<sub>2</sub> System[J]. *Journal of Supercritical Fluids*, 2016, 116: 193-203.
- [15] SHAN Q, CHENG Y. Synergism of Imidazoline and Sodium Dodecylbenzenesulphonate Inhibitors on Corrosion Inhibition of X52 Carbon Steel in CO<sub>2</sub>-saturated Chloride

- Solutions[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2019, 294: 111674
- [16] MEHDI J, REZA C, SHIMA B, et al. Investigation on the Efficiency of Corrosion Inhibitor in CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel in the Presence of Iron Carbonate Scale[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 61: 197-205
- [17] ANSARI K, CHAUHAN D, QURAIISHI M, et al. Schiff base: An Environmentally Benign Biological Macromolecule as a New Corrosion Inhibitor for Oil & Gas Industries[J]. *International Journal of Biological Macromolecules*, 2020, 1441: 305-315
- [18] ZHANG Y, GAO K, SCHMITT G. Inhibition of Steel Corrosion Under Aqueous Supercritical CO<sub>2</sub> Conditions[C]// *Corrosion 2011*. Houston, 2011.
- [19] 吴亚楠, 张帆, 刘宏伟, 等. 月桂酸和硫脲在饱和 CO<sub>2</sub> 和 SRB 共存污水中缓蚀行为的研究[J]. *腐蚀科学与防护技术*, 2015, 27(3): 219-225.
- WU Y N, ZHANG F, LIU H W, et al. Corrosion Inhibition Performance of Lauric Acid and Thiourea for Carbon Steel in a CO<sub>2</sub>-saturated and SRB-containing Artificial Sewage[J]. *Corrosion Science and Protection Technology*, 2015, 27(3): 219-225.
- [20] ZHANG G A, ZENG Y, GUO X P, et al. Electrochemical Corrosion Behavior of Carbon Steel under Dynamic High Pressure H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> Environment[J]. *Corrosion Science*, 2012, 65: 37-47.
- [21] XU M, LI W, ZHOU Y, et al. Effect of Pressure on Corrosion Behavior of X60, X65, X70, and X80 Carbon Steels in Water-unsaturated Supercritical CO<sub>2</sub> Environments[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 51: 357-368.
- [22] WEI L, CHEN Z, GUO X. Inhibition Behavior of an Imidazoline Inhibitor for Carbon Steel in a Supercritical CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O System [J]. *Journal of the Electrochemical Society*, 2017, 164(9): 602-609.
- [23] CEN H, CAO J, CHEN Z, et al. 2-Mercaptobenzothiazole as a Corrosion Inhibitor for Carbon Steel in Supercritical CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O Condition[J]. *Applied Surface Science*, 2019, 476: 422-434.