

高压物理学报

高温高压气井连续管在CO₂环境中的电化学腐蚀数值模拟

刘元亮 刘少胡 马卫国

Numerical Simulation of CO₂ Electrochemical Corrosion of Coiled Tubing in High-Temperature and High-Pressure Gas Wells

LIU Yuanliang, LIU Shaohu, MA Weiguo

引用本文:

刘元亮, 刘少胡, 马卫国. 高温高压气井连续管在CO₂环境中的电化学腐蚀数值模拟[J]. 高压物理学报, 2020, 34(5):052401. DOI: 10.11858/gywlb.20200535

LIU Yuanliang, LIU Shaohu, MA Weiguo. Numerical Simulation of CO₂ Electrochemical Corrosion of Coiled Tubing in High-Temperature and High-Pressure Gas Wells[J]. Chinese Journal of High Pressure Physics, 2020, 34(5):052401. DOI: 10.11858/gywlb.20200535

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.11858/gywlb.20200535>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

Re-H₂O体系高温高压化学反应的拉曼证据

Raman Evidences of Chemical Reaction of Re-H₂O System at High Pressure and High Temperature

高压物理学报. 2020, 34(4): 040102 <https://doi.org/10.11858/gywlb.20200518>

NaCl-O₂体系高温高压化学反应的拉曼光谱证据

Raman Evidences of Chemical Reaction of NaCl-O₂ System at High Pressure and High Temperature

高压物理学报. 2017, 31(6): 692 <https://doi.org/10.11858/gywlb.2017.06.003>

气相流约束调控微细水射流的数值仿真

Numerical Simulation of High Pressure Micro Water Jet Modulation with the Constraint of Gas Flow

高压物理学报. 2017, 31(5): 585 <https://doi.org/10.11858/gywlb.2017.05.012>

内压、弯扭耦合载荷下连续管疲劳寿命评估

Fatigue Life Evaluation of Coiled Tube under Coupled Load of Internal Pressure, Bending and Torsion

高压物理学报. 2019, 33(4): 044104 <https://doi.org/10.11858/gywlb.20180611>

高温、高压、高应变速率动态过程晶体塑性有限元理论模型及其应用

Crystal Plasticity Finite Element Theoretical Models and Applications for High Temperature, High Pressure and High Strain-Rate Dynamic Process

高压物理学报. 2020, 34(3): 030102 <https://doi.org/10.11858/gywlb.20190874>

高温高压气井连续管在 CO₂ 环境中的 电化学腐蚀数值模拟

刘元亮, 刘少胡, 马卫国

(长江大学机械工程学院, 湖北 荆州 434023)

摘要: 针对高温高压气井中连续管在含 CO₂ 地层极易腐蚀、开裂等问题, 调研了腐蚀失效情况, 分析其腐蚀失效机理。应用 COMSOL 多物理场耦合分析方法, 建立连续管在 CO₂ 环境中的电化学腐蚀数值模型, 分析环境因素对腐蚀速率的影响规律。结果表明: 实验腐蚀速率和数值模拟腐蚀速率的最小误差为 1.3%; CO₂ 分压分别为 0.1、0.5 和 1.0 MPa 时, 连续管腐蚀速率达到峰值时的温度分别为 120、90 和 60 °C; 当 CO₂ 分压为 0.1 MPa、电解质溶液电导率为 2.86、pH 值较小时, 连续管的腐蚀速率最大。该研究为 CO₂ 腐蚀环境下连续管的安全使用提供了建议。

关键词: 气井; 高温高压; 连续管; CO₂ 腐蚀; 腐蚀速率; 数值模拟

中图分类号: TQ035

文献标识码: A

随着石油天然气勘探开发的不断进步, 井下油气开采环境变得更加复杂^[1-3]。连续管大多是在高温、高压和高腐蚀(H₂S、CO₂、Cl⁻等腐蚀介质)环境下作业, 极易造成腐蚀失效^[4-7]。在导致连续管发生腐蚀的众多介质中, H₂S 和 CO₂ 的腐蚀情况是最严重的, 而且国内外多数油气井中 CO₂ 的含量都相对较高^[8-9], 因此非常有必要对 CO₂ 环境中连续管的腐蚀情况进行深入研究。

目前, 国内外对于 CO₂ 环境中连续管腐蚀 (Coiled tubing, CT) 的研究大多是通过高温高压腐蚀实验模拟油气井生产过程中的腐蚀行为实现的^[10-15]。薛玉娜等^[11-12]通过电化学实验模拟研究了 CT80 连续油管钢在长庆油田高矿化度油井水中的电化学腐蚀行为; 赵国仙等^[13-14]通过高温高压下 CO₂ 腐蚀实验研究了温度对 QT900 连续管在 CO₂ 环境中的腐蚀行为; 任呈强等^[15]采用电化学阻抗和动电位扫描极化曲线测试技术研究了 N80 钢的 CO₂ 高温高压腐蚀电化学行为及机理; Waard 等^[16]分析碳钢的 CO₂ 腐蚀机理, 提出了碳钢的 CO₂ 腐蚀理论模型; Deshpande^[17]利用 COMSOL Multiphysics 软件预测了电偶对的腐蚀速率, 但没有深入考虑环境因素对腐蚀速率的影响。

目前对于连续管的 CO₂ 腐蚀主要是通过实验模拟方法进行研究, 但是, 受条件所限, 实验无法模拟一些复杂的真实工作环境, 而且实验模拟费用较高、周期较长, 而数值模拟方法可以弥补实验模拟的不足。本研究以 CT110 连续管为研究对象, 模拟连续管的复杂作业环境, 基于电化学腐蚀工作原理, 通过数值模拟方法研究其在 CO₂ 环境下的腐蚀行为, 为现场腐蚀失效分析及防腐提供参考依据。

1 连续管腐蚀失效情况

图 1 所示为连续管近 20 年来的失效统计情况^[18]。可以看出, 1997~2007 年连续管因腐蚀而失效的占比为 33%, 而 2006~2017 年连续管腐蚀失效占比达到 34%, 不同时期腐蚀引起的失效比率相当, 同时腐蚀导致连续管失效所占的比例最高, 说明腐蚀是影响连续管使用寿命和安全操作的重要因素。

* 收稿日期: 2020-04-03; 修回日期: 2020-04-13

基金项目: 国家自然科学基金(51604039, 51974036); 长江大学长江青年科技创新团队基金(2016CQT01); 长江大学青年基金(2015CQN44)

作者简介: 刘元亮(1996—), 男, 硕士研究生, 主要从事连续管电化学腐蚀、高温高压腐蚀研究。

E-mail: 463146983@qq.com

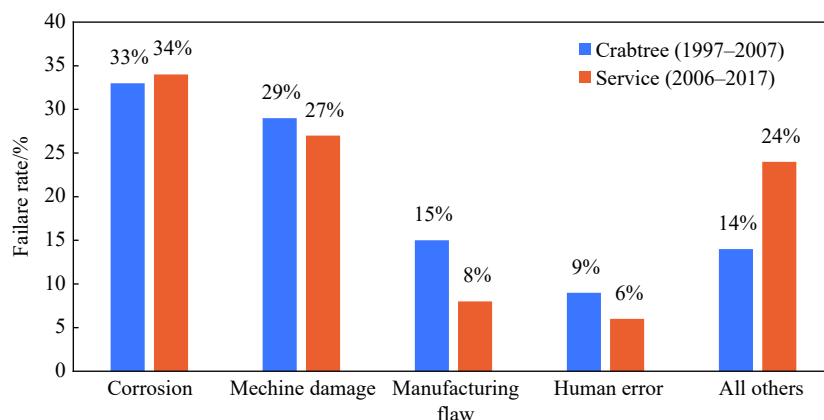
图 1 连续管失效情况统计^[18]Fig. 1 Statistics of coiled tubing failure^[18]

图 2 所示为现场连续管腐蚀形貌图。图 2(a) 中滚筒左右两边分别为腐蚀(下井作业)和未被腐蚀(未下井作业)的连续管, 左边连续管表面呈现棕黄色, 腐蚀较严重, 右边未腐蚀连续管表面呈明显金属光泽。图 2(b) 所示为连续管在海上某气井作业一段时间后被腐蚀的外观形貌, 连续管整体腐蚀非常严重, 局部位置腐蚀穿孔、甚至腐蚀开裂。



图 2 连续管腐蚀后的形貌

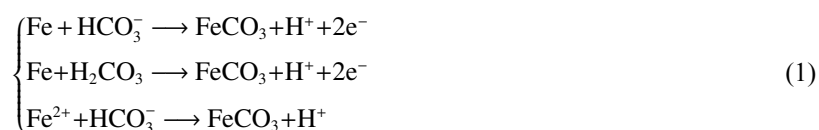
Fig. 2 Corrosion morphology of CT

2 数值模型的建立和验证

2.1 CO₂ 腐蚀连续管的机理

在含 CO₂ 的高温高压气井中, 连续管表面发生深度点蚀以及腐蚀开裂, 腐蚀失效情况非常严重。因此, 有必要探究连续管在 CO₂ 环境中的腐蚀行为和机理。CO₂ 是一种酸性气体, 可溶于水生成碳酸, 碳酸的化学性质不稳定, 会电解分离出 H⁺ 和 CO₃²⁻, 从而降低溶液的 pH 值, 增加溶液的酸度, 腐蚀连续管。连续管在 CO₂ 环境中的腐蚀过程是一个管体发生电化学反应、化学反应及物质传递的复杂过程。连续管腐蚀过程中涉及的化学反应方程式有^[19]

阳极



阴极



由上述可知, 腐蚀溶液中连续管表面腐蚀变化主要涉及阴阳两极的电化学反应: 阳极发生铁的氧化反应, 阴极发生碳酸电解、水电解和氢的还原反应。整个电化学腐蚀过程包含了物质的传递、带电荷离子定向迁移形成电场以及管体表面由于电化学反应导致的电极极化。

2.2 多物理场耦合理论模型

连续管电化学腐蚀过程是一个多物理场耦合的过程, 主要涉及流场、电场、物质传递、温度场等。本研究假设电解质溶液浓度分布均匀, 考虑物质传递过程中的扩散、电迁移以及环境温度对腐蚀的影响, 重点研究电场、物质传递、电化学反应之间的耦合作用。

2.2.1 物质传递模型

假设在腐蚀过程中连续管被腐蚀的所有物质都溶解于腐蚀溶液中, 溶解的物质 i 在电解质溶液中的传输扩散符合 Nernst-Planck 方程^[17]

$$N_i = -D_i \nabla c_i - n_i F u_i c_i \nabla \phi + c_i V \quad (3)$$

式中: N_i 为物质的流量; D_i 为扩散系数; c_i 为浓度; n_i 为电荷数; F 为法拉第常数; u_i 为物质的迁移率; ϕ 为电势; V 为相对速度。由该方程可知物质的流量为其扩散、迁移和对流总和。假设电解质溶液浓度分布均匀, 不考虑物质传递过程的对流项, 则式 (3) 变为

$$N_i = -D_i \nabla c_i - n_i F u_i c_i \nabla \phi \quad (4)$$

2.2.2 电场理论模型

假设电解质溶液呈电中性, 根据电荷守恒和局部电中性方程, 则有

$$\nabla \cdot j_1 = 0 \quad (5)$$

$$\sum z_i c_i = 0 \quad (6)$$

$$\nabla^2 \phi = 0 \quad (7)$$

式中: j_1 为电解质中的电流密度, z_i 为物质 i 的电荷数。式 (5) 为拉普拉斯方程表示的电解质电势。根据法拉第定律得到电解质中的电流密度为

$$j_1 = F \sum_{i=1}^n z_i (-D_i \nabla c_i - z_i u_i F c_i \nabla \phi) \quad (8)$$

2.2.3 电极反应动力学模型

连续管电化学腐蚀过程中每个电极反应的动力学计算可用 Butler-Volmer 方程^[20] 表示

$$j_p = j_{\text{corr}} \left[\exp\left(\frac{2.3\eta}{b_a}\right) - \exp\left(-\frac{2.3\eta}{b_c}\right) \right] \quad (9)$$

式中: j_p 为外侧极化电流密度, A/m²; j_{corr} 为腐蚀电流密度, A/m²; $|\eta| = E - E_{\text{corr}}$ 为过电位, V; E 为外侧极化电位, V; E_{corr} 为腐蚀电位, V; $b_a = \frac{2.3RT}{\beta n F}$ 和 $b_c = \frac{2.3RT}{\alpha n F}$ 分别为常用对数阳极和阴极的 Tafel 斜率; α 和 β 分别为阴极反应和阳极反应的传递系数; R 为普适气体常数, J/(mol·K); T 为温度, °C。

2.3 数值模型和边界条件

在连续管 CO₂ 腐蚀模型中, 采用任意拉格朗日-欧拉方法 (ALE) 描述连续管的腐蚀过程。任意拉格朗日-欧拉方法 (ALE) 包括两个坐标系: 一个表示为 (X, Y) 的参考坐标系, 另一个表示为 (x, y) 的空间坐标系。参考坐标系中的坐标固定, 而空间坐标系中的坐标随时间移动。通过求解下述方程可获得网格的位移

$$\frac{\partial^2}{\partial X^2} \frac{\partial x}{\partial t} + \frac{\partial^2}{\partial Y^2} \frac{\partial y}{\partial t} = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial X^2} \frac{\partial y}{\partial t} + \frac{\partial^2}{\partial Y^2} \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \quad (11)$$

式中: X 、 Y 为参考坐标系; x 、 y 为空间坐标系, t 为仿真时间步。

根据连续管表面的腐蚀过程设置边界条件, 可通过设定电极表面的腐蚀速度实现。根据法拉第定律, 通过电极的电流密度求得电极表面的腐蚀速度

$$nv = \frac{M}{zF\rho} j_p \quad (12)$$

式中: v 为腐蚀速度, mm/year; M 为物质的摩尔质量, g/mol。

模型其余的边界采用对称边界, 是不动的, 因此边界条件应满足

$$\begin{cases} dx=0, dy=0 \\ dx=0 \end{cases} \quad (13)$$

根据上述理论描述, 采用 COMSOL 软件二次电流分布接口和稀物质传递接口模拟连续管的腐蚀行为。图 3(a) 为连续管的实物照片。为简化计算, 建立了二维平面电解质计算域, 焊缝宽 5 mm, 母材宽为 5.5 mm。建立图 3(b) 所示几何模型, 网格及边界条件如图 3(c) 所示。网格类型为三角形, 网格总数为 24466, 最大和最小网格尺寸分别为 0.848 0 和 0.004 8 mm。采用稳态求解器进行求解。腐蚀溶液环境参数: pH 值为 2.5~6.5, 温度为 50~200 °C, CO₂ 分压为 0~5 MPa。具体参数将在后续计算中详细交代。

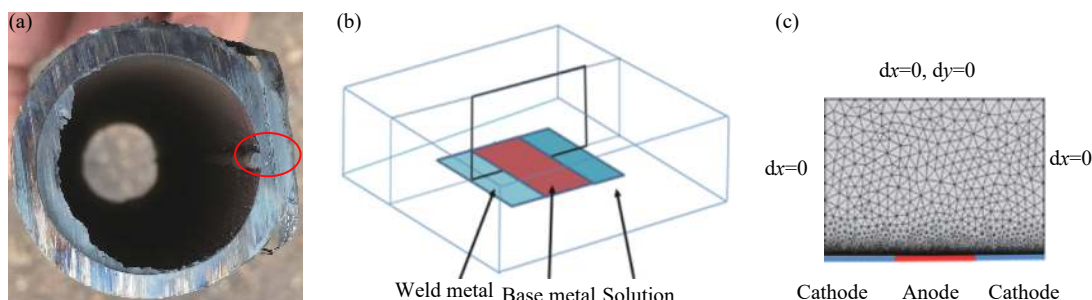


图 3 连续管实物图和数值模拟腐蚀过程的简化模型

Fig. 3 Picture of actual CT and simplified numerical simulation model of CT corrosion

2.4 数值模型验证

为了验证数值模型的准确性, 与文献 [21] 中的实验结果进行对比, 模拟条件: 电解质溶液为质量分数为 1% 的氯化钠盐溶液, 呈弱酸性; 环境温度为 20 和 50 °C, 溶液流速为 2 m/s, CO₂ 分压为 0.1 MPa。通过模型计算得到不同温度下电解质溶液中的电位分布和电流密度(j)流线图, 如图 4 和图 5 所示。可

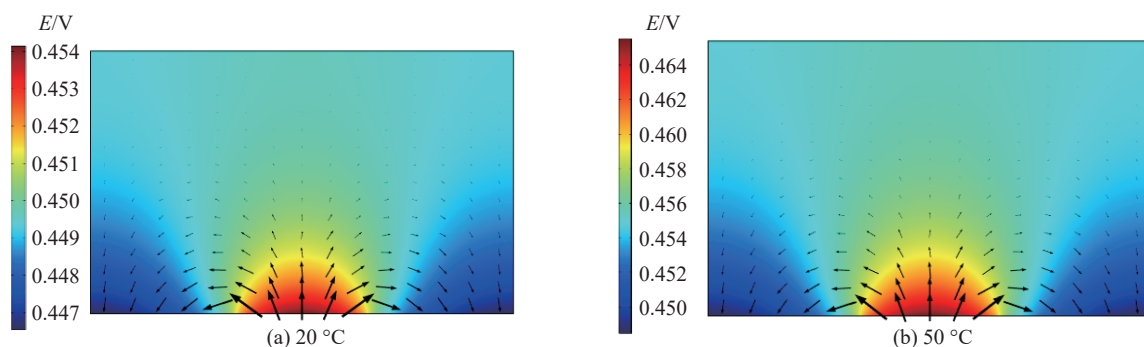


图 4 电解质溶液中电位分布和电流流向模拟结果

Fig. 4 Potential distributions and current directions of electrolyte solution at two temperatures

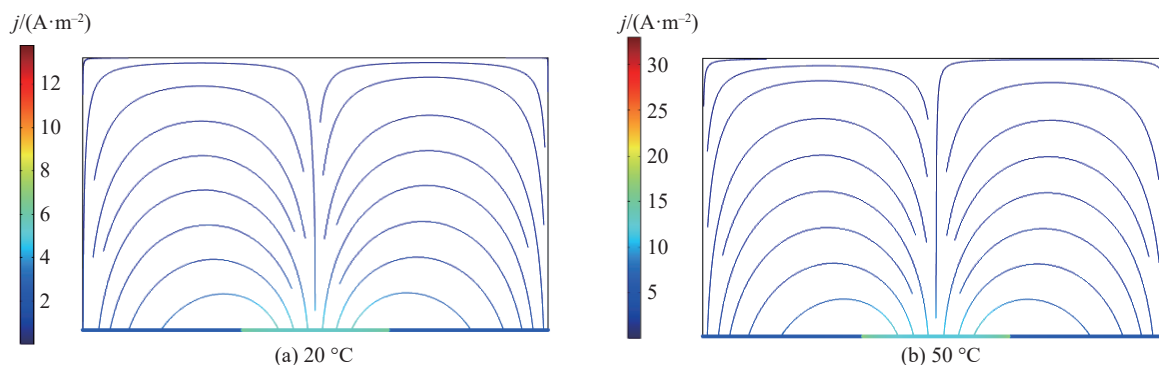


图 5 电解质溶液中电流密度流线模拟结果

Fig. 5 Current density diagrams of electrolyte solution at two temperatures

可以看出, 当温度较高时, 连续管在电解质溶液中的电位和电流密度较大。图 6 为不同温度下溶液 pH 值对材料腐蚀速率影响的实验结果与数值模拟结果。对比结果可知, 腐蚀速率的实验结果与数值模拟结果的最小误差为 1.3%, 最大误差为 25%。虽然个别结果的误差较大, 但是实验结果与数值模拟得到的腐蚀影响规律总体上是一致的, 说明该模拟方法具有可行性。

3 环境参数对连续管腐蚀速率的影响

连续管在含 CO₂ 高温高压气井作业中的腐蚀过程是一个复杂的电化学过程, 主要受到温度、CO₂ 分压、溶液 pH 值、流速、矿化物、材料等因素的影响^[22]。目前针对连续管腐蚀影响因素中对于矿化物的研究相对较多, 而流速对于腐蚀的影响较小, 因此本研究基于数值模拟方法主要探究温度、CO₂ 分压以及溶液 pH 值对连续管腐蚀的影响规律。以 CT110 连续管为研究对象, 通过数值模拟方法, 研究连续管在大北气田采出水溶液中的腐蚀行为^[23]。

3.1 温度对连续管腐蚀速率的影响

当溶液 pH 值为 4, 电解质溶液电导率为 2.86, CO₂ 分压分别为 0.1、0.5 和 1.0 MPa 时, 数值模拟得到的温度对连续管腐蚀速率的影响规律如图 7 所示。连续管腐蚀速率随着温度的上升而增大, 当上升到一定温度后, 腐蚀速率达到最大值, 出现“峰值腐蚀速率”, 而后随着温度继续上升而逐渐下降。根据电化学反应原理可知, 当温度升高时, 溶液中活性离子的活性增强, 溶液的电导率提高, 阴极的电化学反应速率增大, 腐蚀产物形成的保护膜比较疏松且无附着力, 不足以起到保护作用, 因此腐蚀速率随着温度的上升而增大。当温度继续升高, 达到一定数值后, 腐蚀产物在基体表面堆积, 形成一个较为完整的保护膜, 阻碍腐蚀溶液中的离子向基体金属扩散, 从而抑制腐蚀反

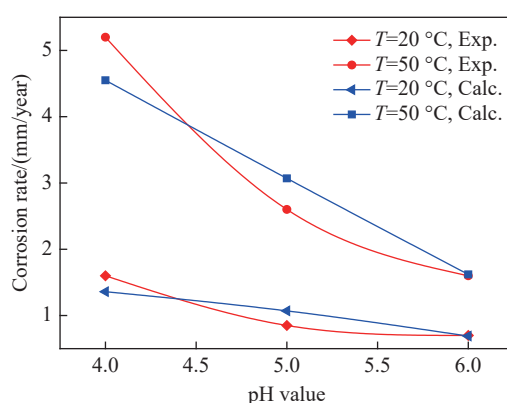
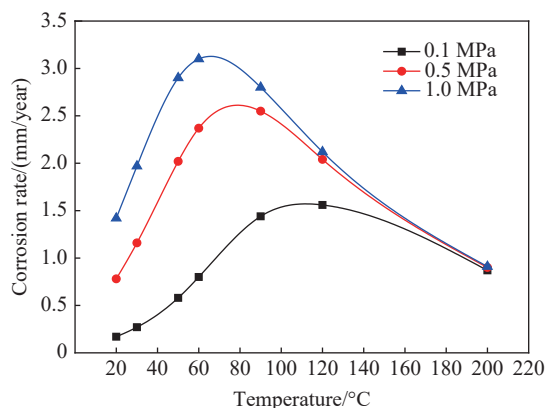


图 6 溶液 pH 值对管材腐蚀速率的影响

Fig. 6 Influence of pH value on corrosion rate of CT

图 7 温度和 CO₂ 分压对连续管腐蚀速率的影响Fig. 7 Influence of temperature and partial pressure of CO₂ on corrosion rate of CT

应进行,因此温度对连续管腐蚀的影响呈现先增大后减小的趋势。当 CO_2 分压分别为0.1、0.5和1 MPa时,连续管腐蚀速率达到峰值的温度分别为120、90和60℃。这是因为在不同 CO_2 分压下,溶液中溶解的 CO_2 含量不一样,导致连续管表面生成致密保护膜时的温度有所不同。

3.2 CO_2 分压对连续管腐蚀速率的影响

从图8可以看出,当溶液pH值为4,电解质溶液电导率为2.86时,不同温度下 CO_2 分压对连续管腐蚀速率的影响规律基本一致。腐蚀速率首先随着 CO_2 分压增大而增大,而后逐渐趋于平稳状态。这是因为当溶液中 CO_2 分压增大时,溶液中 CO_2 分子的扩散速率增大,加快了阴极反应,生成的碳酸浓度升高,电离得到的 H^+ 浓度也随之增大,进一步加快了阳极基体金属铁的溶解,使得腐蚀速率增大。但当 CO_2 分压达到一定临界值后,生成的腐蚀产物在连续管表面形成致密的保护膜,腐蚀反应逐渐稳定,此时腐蚀速率受 CO_2 影响较小,基本趋于平稳,出现“稳定腐蚀速率”。

3.3 溶液pH值对连续管腐蚀速率的影响

图9为连续管在不同pH值下的腐蚀速率。从图9中可以看出:当 CO_2 分压为0.1 MPa、电解质溶液电导率为2.86、pH值较小时,连续管腐蚀速率最大;随着溶液pH值的增大,腐蚀速率降低。当温度为30℃时,连续管的腐蚀速率随pH值变化较小;而当温度为90℃时,连续管腐蚀速率的降幅很大。溶液pH值对连续管腐蚀的影响受温度控制,温度越高,pH值对腐蚀速率的影响越显著。当 CO_2 分压一定时,阴极反应生成的碳酸与溶液pH值密不可分,溶液的酸度决定了碳酸的存在形式,pH值增大有利于碳酸电离,也有利于形成碳酸亚铁,但是碳酸分解和扩散又受温度的影响。因此,溶液pH值对连续管腐蚀速率的影响主要受温度控制,出现了“受控腐蚀速率”。

4 结 论

建立了高温高压气井连续管的 CO_2 电化学腐蚀模型,结合实验结果,验证了该数值模拟方法是可行的。通过分析数值模拟结果,得到如下结论。

(1)随着温度上升,连续管 CO_2 腐蚀速率呈现先增大后减小的趋势,不同温度下出现不同的“峰值腐蚀速率”。 CO_2 分压分别为0.1、0.5和1.0 MPa时,“峰值腐蚀速率”温度分别为60、80和110℃。

(2)连续管腐蚀速率随 CO_2 分压的增大而增大,但增大到一定值后趋于平稳状态,出现了“稳定腐蚀速率”,连续管应尽量在 CO_2 分压小于1.0 MPa的“稳定腐蚀速率”压力条件下作业。

(3)连续管的腐蚀速率随pH值的增大而减小,同时还受温度的控制,温度较高时,pH值对腐蚀速率的影响更加显著。根据“受控腐蚀速率”条件,建议减少连续管在低温、pH值小于5的高酸性环境下的服役时间。

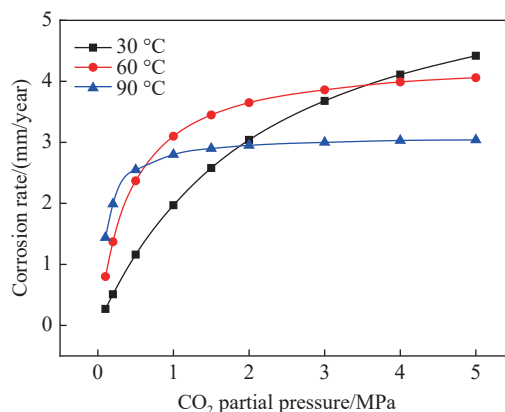


图8 不同 CO_2 分压下连续管的腐蚀速率

Fig. 8 Corrosion rates of CT under different CO_2 partial pressures

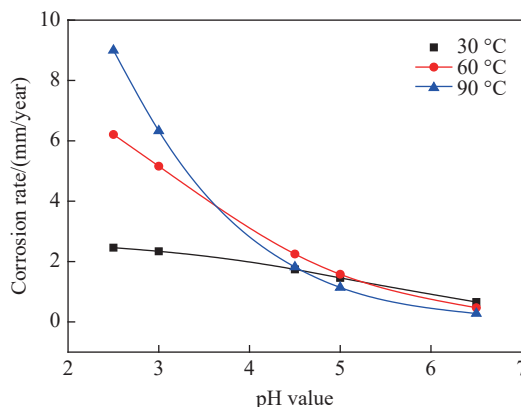


图9 pH值对连续管腐蚀速率的影响

Fig. 9 Corrosion rates of CT at different pH values

参考文献:

- [1] 周浩, 刘少胡, 管锋. 内压、弯扭耦合载荷下连续管疲劳寿命评估 [J]. *高压物理学报*, 2019, 33(4): 044104.
ZHOU H, LIU S H, GUAN F. Fatigue life evaluation of coiled tube under coupled load of internal pressure, bending and torsion [J]. *Chinese Journal of High Pressure Physics*, 2019, 33(4): 044104.
- [2] LIU S H, XIAO H, GUAN F, et al. Coiled tubing failure analysis and ultimate bearing capacity under multi-group load [J]. *Engineering Failure Analysis*, 2017, 79: 803–811.
- [3] 刘剑, 梁卫国. 页岩油气及煤层气开采技术与环境现状及存在问题 [J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(30): 121–134.
LIU J, LIANG W G. Problems and environmental impacts induced by mining technology of shale oil and gas and coalbed methane [J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(30): 121–134.
- [4] 刘少胡, 周浩, 马卫国, 等. 连续管疲劳寿命预测软件开发及应用 [J]. *石油机械*, 2020, 48(2): 135–140.
LIU S H, ZHOU H, MA W G, et al. Development and application of a coiled tube fatigue life prediction software [J]. *China Petroleum Machinery*, 2020, 48(2): 135–140.
- [5] LIU S H, GUAN F, WU X J, et al. Theoretical and experimental research of bearing capacity and fatigue life for coiled tubing under internal pressure [J]. *Engineering Failure Analysis*, 2019, 104: 1133–1142.
- [6] 鲜宁, 姜放, 荣明, 等. 连续油管在酸性环境下的腐蚀与防护及其研究进展 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(4): 113–116.
XIAN N, JIANG F, RONG M, et al. Research progress in corrosion issues and prevention countermeasures of the coiled tubing for downhole sour services [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(4): 113–116.
- [7] 彭文山, 刘雪键, 刘少通, 等. 含砂流动海水中 Q235 钢冲刷腐蚀行为研究 [J]. *表面技术*, 2019, 48(9): 230–237.
PENG W S, LIU X J, LIU S T, et al. Erosion-corrosion behavior of Q235 steel in flowing seawater containing sand particles [J]. *Surface Technology*, 2019, 48(9): 230–237.
- [8] 祝成龙. 连续油管在含 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀行为研究 [D]. 西安: 西安石油大学, 2013.
ZHU C L. Study on the corrosion behavior of coiled tubing QT-900 in H₂S and CO₂ environment [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013.
- [9] 陈欢. 连续油管腐蚀寿命的研究 [D]. 北京: 中国石油大学 (北京), 2016.
CHEN H. The research of the coiled tubing corrosion life [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [10] 路永新. 碳钢焊接接头 CO₂ 腐蚀行为及耐蚀焊材开发的研究 [D]. 天津: 天津大学, 2017.
LU Y X. Research on the CO₂ corrosion behavior of carbon steel welded joint and the development of corrosion resistance welding materials [D]. Tianjin: Tianjin University, 2017.
- [11] 薛玉娜, 崔设计, 刘明, 等. CT80 连续油管钢的电化学腐蚀行为 [J]. *腐蚀科学与防护技术*, 2013, 25(1): 23–29.
XUE Y N, LUO S J, LIU M, et al. Electrochemical corrosion behavior of CT80 coiled tubing steel [J]. *Corrosion Science and Protection Technology*, 2013, 25(1): 23–29.
- [12] 刘明, 薛玉娜, 高婷, 等. CT80 连续油管钢在 60 °C 高矿化水中的电化学腐蚀行为 [J]. *腐蚀科学与防护技术*, 2013, 25(3): 213–218.
LIU M, XUE Y N, GAO T, et al. Electrochemical corrosion behavior of a CT80 coiled tubing steel in 60 °C salinity solution [J]. *Corrosion Science and Protection Technology*, 2013, 25(3): 213–218.
- [13] 祝成龙, 赵国仙, 薛艳, 等. 温度对连续油管 QT-900 在 CO₂ 环境中腐蚀行为的影响 [J]. *腐蚀与防护*, 2013, 34(3): 232–235.
ZHU C L, ZHAO G X, XUE Y, et al. Effect of temperature on corrosion behavior of coiled tubing QT-900 in CO₂ environment [J]. *Corrosion & Protection*, 2013, 34(3): 232–235.
- [14] 孙福洋, 赵国仙, 郭清超, 等. QT-900 油管在不同井段下的耐蚀性 [J]. *热加工工艺*, 2015, 44(6): 56–59.
SUN F Y, ZHAO G X, GUO Q C, et al. Corrosion resistance of QT-900 coiled tubing in different sections of well [J]. *Hot Working Technology*, 2015, 44(6): 56–59.
- [15] 任呈强, 刘道新, 白真权, 等. N80 油管钢的 CO₂ 高温高压腐蚀电化学行为与机理研究 [J]. *西安石油大学学报 (自然科学版)*, 2004, 19(6): 52–56.
REN C Q, LIU D X, BAI Z Q, et al. Electrochemical corrosion behavior and mechanism of N80 steel in the aqueous solution of carbon dioxide under high-temperature high-pressure [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2004, 19(6): 52–56.
- [16] WAARD C D, LOTZ U. Prediction of CO₂ corrosion of carbon steel: Corrosion/93, paper No.69 [R]. Houston, TX: NACE, 1993.

- [17] DESHPANDE K B. Validated numerical modelling of galvanic corrosion for couples: magnesium alloy (AE44)–mild steel and AE44–aluminium alloy (AA6063) in brine solution [J]. *Corrosion Science*, 2010, 52: 3514–3522.
- [18] PADRON T, CRAIG S H. Past and present coiled tubing string failures-history and recent new failures mechanisms [C]//Proceedings of SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [19] NESIC S, POSTLETHWAITE J, OLSEN S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbon dioxide solutions [J]. *Corrosion*, 1996, 52(4): 280–294.
- [20] 曹楚南. 腐蚀电化学原理 [M]. 3 版. 北京: 化学工业出版社, 2008: 122–123, 179.
CAO C N. Principles of electrochemistry of corrosion [M]. 3rd ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2008: 122–123, 179.
- [21] NORDSVEEN M, NEŠIĆ S, NYBORG R, et al. A mechanistic model for carbon dioxide corrosion of mild steel in the presence of protective iron carbonate films-part 1: theory and verification [J]. *Corrosion*, 2003, 59(5): 443–455.
- [22] 刘大伟, 姚秀浩, 金经洋. 油气井 CO₂ 腐蚀及防控方法研究进展 [J]. *广东石油化工学院学报*, 2016, 26(4): 1–5, 17.
LIU D W, YAO J H, JIN J Y. Research progress of CO₂ corrosion and prevention methods in oil and gas well [J]. *Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology*, 2016, 26(4): 1–5, 17.
- [23] 邱星栋. 塔里木典型含 CO₂ 气田 316 L 复合管内腐蚀行为研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
QIU X D. Research on the internal corrosion behavior of 316 L clad pipes in Tarim typical CO₂ gas fields [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.

Numerical Simulation of CO₂ Electrochemical Corrosion of Coiled Tubing in High-Temperature and High-Pressure Gas Wells

LIU Yuanliang, LIU Shaohu, MA Weiguo

(School of Mechanical Engineering, Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China)

Abstract: In view of the problems of local corrosion, uniform corrosion and pipe body cracking of coiled tubing (CT) in formation containing CO₂ and high-temperature and high-pressure gas well, the CT corrosion failure was investigated firstly, and the corrosion failure mechanism was analyzed. The numerical model of CO₂ electrochemical corrosion of CT was established by COMSOL multifield coupling analysis method, and the influence of environmental factors on the corrosion rate was researched. The experimental result was compared with the numerical result. The result shows that the minimum error between the experimental corrosion rate and that of the numerical simulation is 1.3%. When the partial pressure of CO₂ is 0.1, 0.5 and 1.0 MPa, the corrosion rate of CT reached its peak at 120, 90 and 60 °C, respectively. When the partial pressure of CO₂ is 0.1 MPa, and the electrolyte solution conductivity is 2.86, the corrosion rate of CT is higher at smaller pH value. This study is expected to provide suggestions for the safe use of CT in CO₂ corrosion environment.

Keywords: gas wells; high temperature and high pressure; coiled tubing; carbon dioxide corrosion; corrosion rate; numerical simulation