
气田某区块集输管线腐蚀预测与防护技术研究

谭军¹ 崔春江¹ 段明霞² 刘祥周¹ 孟海龙¹ 蒋瑛¹

1. 中国石油长庆油田分公司第三采气厂采气工艺研究所 鄂尔多斯 017399

2. 中国石油长庆油田分公司培训中心 西安 710021

摘要: 针对气田某区块集输管线的腐蚀风险突出, 构建了涵盖腐蚀因素识别、腐蚀速率预测与防控策略优化的综合技术体系。通过模拟该区块集输管线腐蚀环境, 采用正交实验结合熵权-秩和比法, 揭示了 CO₂ 分压、Cl⁻浓度和 SRB 浓度为均匀腐蚀和局部腐蚀的主控因素, 但对两类腐蚀的影响权重有差异。针对该腐蚀特征, 将 De Waard95 CO₂ 腐蚀模型进行了 Cl⁻浓度与微生物浓度的引入与修正, 显著提升了模型预测精度, 验证决定系数 R² 达 80.98%。该研究还优选出 OED/BKC 复配缓蚀杀菌剂, 在模拟干管条件下实现了均匀缓蚀效率达 94.25%, 点蚀缓蚀率达 90.74%, 灭菌率接近 100%。研究成果为该区块建立腐蚀预警与防护的成套技术提供了有效支撑。

关键词: 气田; 集输管线; 腐蚀权重; 腐蚀预测; 缓蚀杀菌剂

作者简介: 谭军, 1983 年生, 男, 高级工程师, Email: tanjun_cq@petrochina.com.cn, 研究方向为天然气集输处理及完整性。

中图分类号: TE832 文献标识码: A

Corrosion Prediction and Prevention for Gathering Pipelines in Gas Field

Tan Jun¹, Cui Chun-jiang¹, Duan Ming-xia², Liu Xiang-zhou¹, Meng Hai-long¹, Jiang Ying¹

1. The Third Gas Production Plant of Petro China Changqing Oilfield Company Gas Production Technology Research Institute, Erdos City 0 17399, China

2. Training Center of PetroChina Changqing Oilfield Company, Erdos City 017399, China

Correspondent: Tan Jun, Tel: 15048748593; E-mail: tanjun_cq@petrochina.com.cn

Manuscript received 2025-00-00, in revised form 2025-00-00

Abstract: The gathering pipelines of a gas field in the Northwestern region suffered from severe corrosion risk, hence a comprehensive technical countermeasure was then postulated covering the identification of corrosion factors, the prediction of corrosion-rate, and the optimization of prevention strategies. Herein, the corrosion behavior of the gathering pipeline steel was assessed via a simulation set of the corrosive environment for the pipelines of the gas field in this region, as

well as an orthogonal experimental arrangement combined with the entropy-weight rank-sum ratio method. It was revealed that the CO₂ partial pressure, the chloride concentration, and the SRB activity were the main controlling factors for uniform corrosion and local corrosion, but the influence weights of these factors on the two types of corrosion were different. Further, a modified De Waard95 CO₂ corrosion model was developed by introducing correction terms for Cl⁻ concentration and microbial activity, which significantly improved the corrosion-rate prediction accuracy and achieved a determination coefficient (R²) of 80.98%. Considering the main corrosion factors in the gas field, an OED/BKC composite inhibiting biocide system was developed. In the simulated conditions, the corresponding inhibition rate for uniform corrosion reached 94.25% and that for pitting corrosion was 90.74% at optimal concentrations of 150 mg/L OED and 50 mg/L BKC, with nearly 100% effectiveness for sterilization. The proposed methodology provides a reliable technical basis for corrosion warning and prevention in this gas field.

KEY WORDS: Gas Field, Gathering Pipeline, Corrosion Factor Weight, Corrosion Prediction, Inhibiting Biocide.

气田集输管线在高水气比、高矿化度与高酸性等复杂条件下易发生多因素耦合腐蚀^[1], 但现有研究多聚焦于单一因素或常规 CO₂ 腐蚀环境, 尚缺乏针对该类复杂工况下腐蚀因素量化识别、预测模型适配性提升及系统化防护策略的研究。因此, 有必要建立一套面向多因素耦合作用的腐蚀识别、预测与防控技术体系。

CO₂ 腐蚀是气田集输管线中最常见的腐蚀形式之一^[2,3]。依据 Bockris 提出的机制, 该反应过程在强酸介质中主要受 pH 值调控^[4]。腐蚀产物以 FeCO₃ 为主, 其会起到屏障作用, 从而降低腐蚀速率。但大量研究表明, 其保护作用主要受 CO₂ 分压、温度、pH 及产物膜致密度等因素影响, 导致各工况腐蚀特征差异明显^[5]。同时, 某些微生物还会通过分泌有机酸、酶或其他代谢产物, 间接或直接影响金属材料的腐蚀^[6-10]。虽然已有研究考虑了温度、CO₂ 分压及 pH 等因素, 但针对微生物、Cl⁻ 浓度与流动条件等因素在复杂工况下的相对贡献仍缺乏定量分析, 这限制了腐蚀预测的准确性, 也制约了防护策略的针对性。

现有腐蚀预测模型是基于大量实验室模拟数据或现场数据, 采用函数表达式的方式对每个变量赋予理论意义, 通过不断的归纳总结形成的, 其中以 CO₂ 腐蚀预测模型研究应用最为广泛^[11,12], 总体上可分为: 经验模型、半经验模型和机理模型三类, 如 Netic 模型、Norsok M506、De Waard95 模型^[13-19]。有研究在 Netic 模型中引入腐蚀产物膜对离子传质扩散系数的影响因素。这种改进使得模型能够更准确地描述腐蚀过程, 特别是在存在腐蚀产物膜时的预测能力显著提升^[20]。有研究基于 Norsok M506 模型构建了 CPD-well 多相流腐蚀预测模型, 该模型考虑了多相流、温度、压力、流速、pH 值、微生物和氯离子等多种腐蚀因素的协同效应, 有效提高了对气田井筒腐蚀速率的预测能力^[21]。De Waard95 模型历经几代修正, 成为当下应用于集输管线环境最为广泛的半经验模型。有研究通过计算流体动力学 (CFD) 方法对管道内流场进行计算, 并分析流场参数对腐蚀速率的影响, 进而对现有

模型进行修正，提高了该模型的腐蚀预测精度^[22]。但其考虑的腐蚀机理仍不完善，导致其在多因素耦合的腐蚀预测推广受限。

国内外气田防腐的策略主要是选用耐蚀材料、涂层防护、施加阴极保护、加注缓蚀剂或杀菌剂等^[23-28]。其中缓蚀剂的应用具有严格的选择性，国内各大气田基本都是根据现场实际腐蚀情况及特点选择具有针对性的缓蚀剂如咪唑啉类、季铵盐类、曼尼希碱类等^[29]，而咪唑啉季铵盐类缓蚀剂兼具咪唑啉的吸附特性和季铵盐的表面活性，因此缓蚀性能突出^[30-32]。

本工作，通过模拟某气田集输管线腐蚀环境，采用正交实验和熵权-秩和比法，分析导致管线均匀腐蚀与局部腐蚀的因素权重关系，并揭示了各因素的差异化作用机制。这一识别结果为后续腐蚀预测模型修正和防护策略选择提供了重要依据。在此基础上，对 De Waard95 模型进行了针对性修正，将氯离子浓度和微生物浓度引入到受物质传递控制和受活化反应控制的腐蚀速率分项中，使其能够反映多因素耦合作用下的腐蚀特征。最后，以十七烯基羟乙基咪唑啉季铵盐(OED)与苯扎氯铵(BKC)为缓蚀杀菌剂，优选其复配浓度并评价了防护性能。

1 实验方法

1.1 数据收集

研究用的溶液取自气田某区块集气站，表 1 为多次水质分析结果，可见其氯离子和微生物含量较高。

表 1 某区块集输管线中采出水分析结果

Table 1 Analysis results of produced water from the gathering and transportation pipelines provided by the gas production plant

K ⁺ and Na ⁺ (mg/l)	Ca ²⁺ (mg/l)	Mg ²⁺ (mg/l)	Cl ⁻ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)	Total Mineralization (mg/l)	Microorganisms (per ml)
3600-46592	1183-3511	25-308	7491-16590	4-3674	13432-25613	11000-20000

所用化学试剂包括六亚甲基四胺（纯度 98%）、盐酸（优级纯）、苯扎氯铵（分析纯）、十七烯基羟乙基咪唑啉季铵盐（分析纯），以及无水乙醇和丙酮（均为分析纯）。腐蚀试样的酸洗液配制为含 7 g/L 六亚甲基四胺的 15% 盐酸溶液，用于腐蚀产物的清除。

腐蚀挂片选用集输管线用的 20#碳钢材料，尺寸为 50 mm×10 mm×3 mm，样品顶部钻有小孔，便于实验过程中悬挂与固定。

利用高温高压反应釜模拟集输管线内腐蚀环境，开展腐蚀挂片实验。试样经砂纸逐次磨至 2000#、又经去离子水清洗、无水乙醇和丙酮进行超声波脱脂处理后，置于干燥器中备用。将腐蚀挂片安装在反应釜样品盘上固定，加入 2 L 采出水或含缓蚀杀菌剂的采出水，浸没样品盘，根据初始溶液离子浓度，计算后适量添加 NaCl 以达到实验要求的 Cl⁻浓度值，

见表 2。先通入氮气去除釜腔内空气历时 12h，随后依次通入 CO₂、N₂并设定相应的压力、温度和流速。实验周期为 14 天。腐蚀实验结束后，试样依次以去离子水与无水乙醇清洗，并经冷风吹干处理，随后进行酸洗及质量测定，用以计算均匀腐蚀速率。局部腐蚀形貌通过激光共聚焦显微镜进行表征，测量样品表面最大点蚀坑深度，并据此计算局部腐蚀速率，从而综合评估不同腐蚀行为下的材料失效特征。

样品腐蚀速率以及缓蚀效率计算公式参考标准《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法》SY/T 5273-2014 执行。

样品均匀腐蚀速率计算公式如下：

$$V_{\text{均匀}} = \frac{8.76 \times 10^4 \times (m_0 - m_1)}{S \times t \times \rho} \quad (1)$$

式中： $V_{\text{均匀}}$ 为均匀腐蚀速率，mm/a； m_0 和 m_1 为试样原始质量及除锈后试样的质量，g； S 为样品腐蚀面积，cm²； t 为腐蚀时间，h； ρ 为样品密度，取 7.85 g/cm³。

局部腐蚀速率计算公式如下：

$$R_{\text{局部}} = \frac{8.76 \times 10^3 \times h}{t} \quad (2)$$

式中， $R_{\text{局部}}$ 为局部腐蚀速率，mm/a； h 为最大点蚀坑深度，mm。

腐蚀挂片缓蚀效率 η 计算公式如下：

$$\eta = \frac{v_0 - v_1}{v_0} \times 100\% \quad (3)$$

式中， η 是缓蚀效率，%； v_0 和 v_1 分别是未添加缓蚀剂和添加缓蚀剂后的腐蚀速率，mm/a。

集输管线的在线壁厚监测数据来自于多通道超声测厚装置及系统，详见报道^[33]。该系统壁厚测量范围 3-100 mm，测量精度 0.01 mm，温度范围 -30~70℃。每个测试点采用两个数据采集通道，壁厚测试结果取平均值，并通过 GPRS 将数据远传到监控中心。壁厚测试结果转换为腐蚀速率的公式为：

$$v_{\text{监测}} = \frac{d_{\text{壁厚差}}}{t_{\text{间隔时间}}} \quad (4)$$

式中， $v_{\text{监测}}$ 是壁厚监测的腐蚀速率，mm/a； $d_{\text{壁厚差}}$ 为相邻两次所测得的壁厚差，mm； $t_{\text{间隔时间}}$ 为对应两次测厚的间隔时间，a。

对现场采集的水样依据《油田注入水细菌分析方法 绝迹稀释法》SY/T 0532-2012 进行微生物检测，取空白水样或缓蚀杀菌剂的水样，加入含有 SRB 菌类培养基的测试瓶，进行 5 级稀释，7 天后读数，做 3 次平行实验。

杀菌率的计算公式如下：

$$C = \frac{B_1 - B_0}{B_1} \times 100\% \quad (5)$$

式中, C 为杀菌率, %; B_i 为投加杀菌剂前水样含菌量, 个/mL; B_o 为投加杀菌剂后水样含菌量, 个/mL。

1.2 正交实验设计

以 CO_2 分压、总压、流速、温度、Cl 浓度、SRB 浓度为变量, 设计 6 因素 3 水平的正交实验, 如表 2 所示。其中列出的 pH_{CO_2} 以及 $\text{pH}_{\text{实际}}$ 不作为正交实验的参数, 而是应用于腐蚀预测模型。6 因素 3 水平的全因子试验应该有 729 组, 但是实际操作起来成本极高, 在实际研究中难以达到, 所以一般采取正交试验来筛选具有代表性的组合, 能够显著减少试验数量, 同时保持较高的实验效率和数据统计可靠性。文中, 我们参考了 SPSSAU 正交表手册 2020 版, 在 6 因素 3 水平的条件下选用 L8.3.6 正交实验, 是综合实验规模、统计需求与资源可行性确定的最优方案。L8.3.6 设计可使各因素的 3 个水平与其他因素水平至少组合出现 2-3 次, 从而有效覆盖主要因素及其一阶交互作用, 保证试验结果的统计效力。各因素的水平范围并非任意设定, 而是综合该区块近期现场排采数据确定, 确保所选水平具有真实工况代表性。该设计既能显著减少试验数量, 又能准确反映真实腐蚀环境变化, 适用于本区块集输管线的腐蚀规律研究。

表 2 模拟集输管线环境正交实验参数设置

Table 2. Orthogonal experimental parameter settings simulating gathering and transportation pipeline environment

No	CO_2 partial pressure (MPa)	pH_{CO_2}	$\text{pH}_{\text{actual}}$	Total pressure (MPa)	Flow velocity (m/s)	Temperature (°C)	Cl concentration (mg/L)	SRB content (cells/mL)
1	0.05	4.05	5.85	1.00	0.5	20	7000	11000
2	0.05	4.09	6.10	2.00	1.0	30	12000	13000
3	0.05	4.12	6.34	4.00	2.0	40	17000	20000
4	0.10	3.94	6.10	1.00	0.5	30	12000	20000
5	0.10	3.97	6.15	2.00	1.0	40	17000	11000
6	0.10	3.90	5.97	4.00	2.0	20	7000	13000
7	0.20	3.75	5.85	1.00	1.0	20	17000	13000
8	0.20	3.78	5.77	2.00	2.0	30	7000	20000
9	0.20	3.82	6.24	4.00	0.5	40	12000	11000
10	0.05	4.12	6.09	1.00	2.0	40	12000	13000
11	0.05	4.05	5.74	2.00	0.5	20	17000	20000
12	0.05	4.09	5.66	4.00	1.0	30	7000	11000
13	0.10	3.97	6.11	1.00	1.0	40	7000	20000
14	0.10	3.90	6.62	2.00	2.0	20	12000	11000
15	0.10	3.94	6.05	4.00	0.5	30	17000	13000
16	0.20	3.78	6.42	1.00	2.0	30	17000	11000
17	0.20	3.82	6.11	2.00	0.5	40	7000	13000
18	0.20	3.75	6.08	4.00	1.0	20	12000	20000

实验结果采用熵权-秩和比法(EWM-RSR)^[34], 确定了各因素对 20#钢腐蚀行为影响的占比权重。采用 QUANTA 200F 型扫描电子显微镜 (SEM) 观察腐蚀挂片表面微观形貌, 样

品室真空度在 5×10^{-8} Pa 以下，电压为 20 kV，分辨率 < 1.2 nm，放大倍率范围是 25 倍~20 万倍且连续可调。采用 LSM700 型激光共聚焦显微镜观察样品表面的点蚀坑深度，视场范围 $16 \mu\text{m} - 2.5 \text{ mm}$ 。

1.3 腐蚀速率预测模型搭建

De Waard95 模型是由 De Waard、Lots 和 Dugstad 在 1995 年建立的，所以又叫 DLD 模型^[35]。该模型是将一个简单的动力学模型和依赖于流动的 CO_2 传质模型结合起来形成的混合控制模型，然后通过组合模型与大量的高压回流实验结果相拟合而建立起来的。经典的 De Waard95 只考虑温度、 CO_2 分压和 pH 值，而没有考虑工况涉及到的 Cl^- 、微生物等典型腐蚀因素，导致腐蚀速率预测误差很大，因此需对其修正。本研究提出了针对某区块集输管线工况的腐蚀速率预测新模型，如下：

$$\frac{1}{V_{corr}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m} \quad (6)$$

$$\text{其中 } V_r = A + B \times \frac{1}{T + 273.15} + C \times \log(P_{\text{CO}_2}) \times \log(c_{mic}) \times \log(c_{\text{Cl}^-}) + D \times (pH_{actual} - pH_{\text{CO}_2}) \quad (7)$$

$$V_m = E \times \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} P_{\text{CO}_2} \times c_{mic} \times c_{\text{Cl}^-} \quad (8)$$

式中， V_{corr} 为腐蚀速率预测值，mm/a； V_m 为受物质传递控制的腐蚀速率，mm/a； V_r 为受活化反应控制的腐蚀速率，mm/a； T 为实际工况下温度值， $^{\circ}\text{C}$ ； P_{CO_2} 为 CO_2 的分压，MPa； pH_{CO_2} 为某 CO_2 分压下的溶液 pH 计算值，无量纲； pH_{actual} 为实测 pH 值，无量纲； c_{mic} 为微生物数量， 10^{-4} 个/L； c_{Cl^-} 为氯离子浓度，g/L； U 为介质流速，m/s； d 为管径，m； A ， B ， C ， D ， E 为系数，无量纲（通过正交实验数据多元线性回归得到，反映各因素对腐蚀速率的量化贡献）。

该模型中引入 CO_2 分压、微生物浓度、 Cl^- 浓度参数的对数项及乘积项。因在经典腐蚀动力学模型中，影响电化学极化的腐蚀因素与腐蚀速率遵循对数依赖关系，因此 V_r 项中三个腐蚀因素以对数形式呈现。而对于浓差极化模型，腐蚀因素与腐蚀速率遵循乘积关系，因此在 V_m 项中三个腐蚀因素以乘积形式呈现。

一定 CO_2 分压下的溶液 pH 计算值 pH_{CO_2} 表达为：

$$pH_{\text{CO}_2} = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \times \log P_{\text{CO}_2} \quad (9)$$

pH_{actual} 采用 PHSJ-112C pH 计测试。测试是在反应釜（釜中未放置腐蚀挂片）达到实验的温度和压力 12h 后，在泄压不降温的条件下快速进行的。基于公式（9），影响 pH 值的关键因素主要为溶液中电离的 CO_2 和温度，近似看做泄压后 CO_2 电离程度变化不大，得到的近似 pH_{actual} 。

2 结果与讨论

正交实验得到的均匀腐蚀速率和局部腐蚀速率结果分别如图 1 和 2 所示。可见，均匀腐蚀速率范围为 0.0085 mm/a 至 0.0837 mm/a。按照 NACE SP-0775-2023 《油田生产中腐蚀挂片的制备、拆装和分析方法》中腐蚀分级，仅有 6 组被评价为低度腐蚀，其余均为中度腐蚀。各因素处于最低水平的第 1 组腐蚀速率最小，腐蚀速率为 0.0085 mm/a，第 9 组和第 17 组的均匀腐蚀速率最大。当第 17 组的 CO₂ 分压和温度均处于正交设计的最高水平时，最大腐蚀速率为 0.0837 mm/a。这一数值超过了腐蚀速率控制线 0.076 mm/a，表明处于该工况时，应调整腐蚀控制措施。若该气田集输管线初始设计时预留了 2 mm 的壁厚腐蚀裕度，预期服务年限设定为 30 年。当参照第 17 组结果，对应的管线剩余使用寿命大约为 23.9 年，这一结果明显低于安全使用期限。

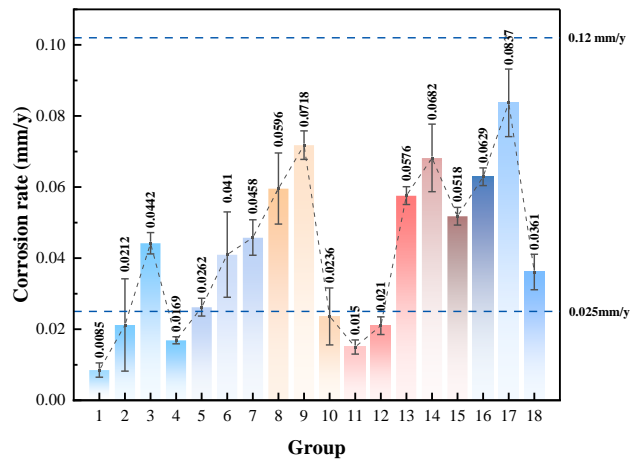


图 1 正交实验所得的均匀腐蚀速率分析结果

Fig.1 Analysis results of uniform corrosion rates obtained from orthogonal experiments

局部腐蚀速率计算结果如图 2 所示。第 1 组仍然保持着最低的局部腐蚀速率 (2.0891 mm/a)。第 3 组和第 10 组所显现的局部腐蚀速率峰值颇高，甚至超过了 4.5 mm/a。此外，尽管第 17 组出现了最高的均匀腐蚀速率，但其局部腐蚀速率并不突出。按照 NACE SP-0775-2023 中对局部腐蚀分级，管线应处于中度及严重腐蚀环境。假定设计时预留了 2 毫米的腐蚀裕度，预计服役周期为 30 年。依据第 3 组环境，管线剩余使用寿命缩减至约 0.44 年。这一结果也印证了现场的部分突发腐蚀失效，很可能为点蚀穿孔造成。同时，研究结果表明工况范围内点蚀发生概率较大，亟需可靠的防腐技术方案。

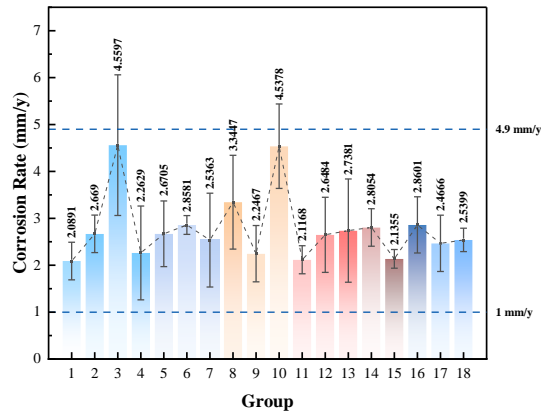


图 2 正交实验所得的局部腐蚀速率分析结果

Fig.2 Analysis results of localized corrosion rates obtained from the orthogonal experiments

根据熵权-秩和比法，将 6 个因素腐蚀权重进行排序。计算步骤简述为：将每次实验中各因素实验结果正向化和标准化处理构成数据矩阵 R_{ij} ；计算各因素指标信息熵 E_j ；最后计算 18 组实验结果的熵权法权重 W_j 。对每个指标排序、编秩并赋予权重 W_j ，计算加权秩和比 $WRSR_i$ 并以 $WRSR$ 的值 R_{RS} 为因变量构造线性回归方程。通过线性方程计算秩和比值 R_{RSfi} 作为最后评分。据此，归一化各指标评分结果见图 3。影响 20#钢均匀腐蚀速率的因素顺序为： CO_2 分压(30.99%)> Cl-浓度(24.39%)> SRB (16.43%)> 流速(13.20%)> 温度(9.75%)> 总压(5.24%)。对局部腐蚀速率的影响顺序为微生物(30.71%)> Cl-浓度(24.25%)> CO_2 分压(16.44%)> 温度(13.27%)> 流速(9.87%)> 总压(5.46%)。因此， CO_2 分压和微生物分别是均匀腐蚀和局部腐蚀的主控因素。

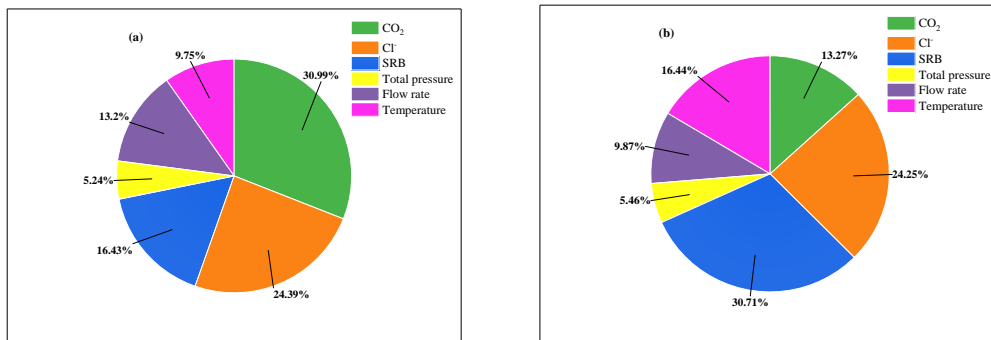


图 3 腐蚀因素权重分析结果

Fig.3 Analysis results of corrosion factor weightings. (a) uniform corrosion, (b) localized corrosion

由于，局部腐蚀对管线完整性影响最为直接，而均匀腐蚀速率仍是行业普遍采用的风险评价指标，两类腐蚀可共同用于管线的完整性评估与寿命预测。

将以上述实验条件和实验结果作为腐蚀预测模型的训练集，得到腐蚀预测模型为：

$$\frac{1}{V_{corr}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m} \quad (10)$$

$$\text{其中 } V_r = 0.215 - 0.0021 * \frac{1}{T + 273.15} - 0.125 * \log(P_{CO_2}) * \log\left(\frac{C_{mic}}{10000}\right) * \log\left(\frac{C_{Cl^-}}{1000}\right) + 0.182 \quad (11)$$

$$V_m = 0.0032 * \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} * P_{CO_2} * \left(\frac{C_{mic}}{10000}\right) * \left(\frac{C_{Cl^-}}{1000}\right) \quad (12)$$

为验证模型的有效性，收集了该区块 6 根干管的腐蚀环境参数和在线监测腐蚀速率，如表 3 所示。将相关参数带入到预测模型中，得到的腐蚀速率预测值与在线监测腐蚀速率进行比较。所得结果如图 4 所示，其中 4 (a) 为模型预测值与实测值对比图，4 (b) 为相应 95%置信区间图。经验证，体现模型精度的决定系数 R^2 达 80.98%，说明模型具有实际指导意义。现场预测与在线监测结果同时反馈，第 6 根干管的最大腐蚀速率接近腐蚀速率控制线 0.076 mm/a，该工况需考虑腐蚀控制措施。

表 3 干管壁厚监测所得腐蚀速率

Table 3. Corrosion rates obtained from field wall thickness monitoring of gathering pipelines

No.	CO ₂ partial pressure (MPa)	Total pressure (MPa)	Flow velocity (m/s)	Temperature (°C)	Cl ⁻ concentration (mg/L)	SRB content (cells/mL)	Monitored corrosion rate (mm/y)
1	0.05	1.1	0.6	22	9497	10000	0.01
2	0.05	1.8	1.2	22	16494	11000	0.03
3	0.06	1.5	1.1	25	6747	10000	0.02
4	0.07	1.7	0.7	23	10771	8000	0.02
5	0.08	2.1	0.7	21	11496	10000	0.04
6	0.10	1.3	0.6	26	10496	15000	0.07

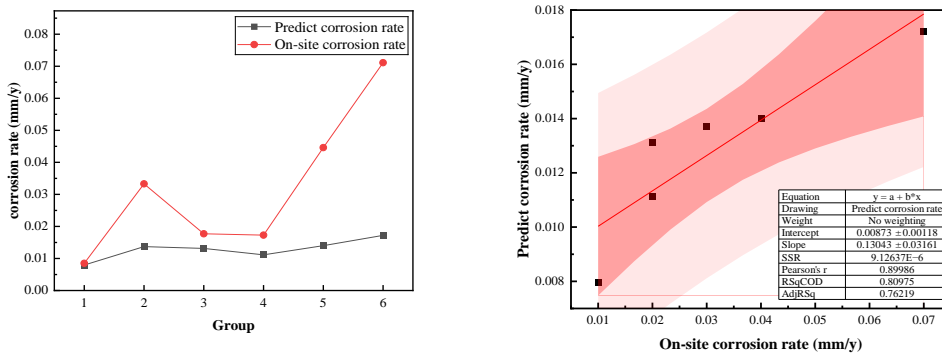


图 4 腐蚀速率预测值与监测值相对关系

Fig.4 Relationship between predicted and on-site monitored corrosion rates

腐蚀因素权重分析显示，管线点蚀最大风险来源于微生物。物理杀菌技术因其较高的运行成本和能耗，不适合大规模使用^[36]。而投加杀菌剂的化学方法因其具有经济性、操作便利性和快速见效等优势，更为适宜气田集输管线水处理系统。本研究通过绝迹稀释法，采用 6 号干管采出水，使用 SRB 细菌测试瓶评价了添加 50 和 100 mg/L BKC 的灭菌效果（图 5）。可见，BKC 对 SRB 的灭菌效果较为理想，在 50 mg/L 和 100 mg/L 两种加注浓度下，均有效灭菌。培养 14d 后，细菌数量由 15000 cells/mL 降至 0 cells/mL，杀菌率为 100%。为避免大量加注导致细菌产生抗药性，在接下来的评价中将选择加注浓度为 50 mg/L。

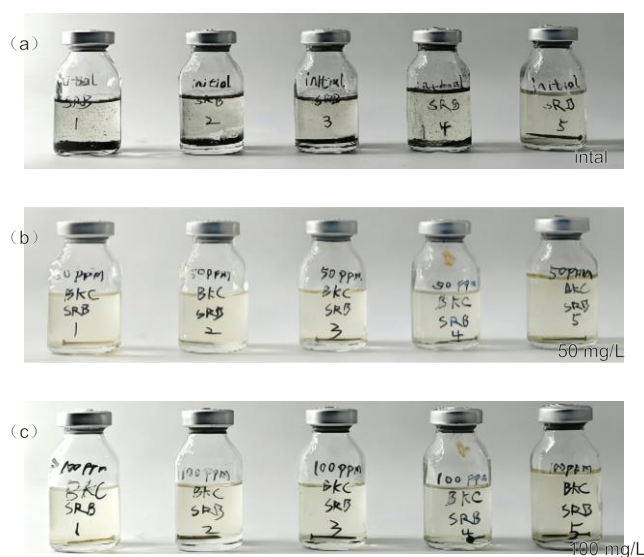


图 5 添加不同浓度 BKC 的灭菌测试

Fig.5 Sterilization test with varied BKC concentrations in SRB test: (a) 0 mg/L, (b) 50 mg/L, (c) 100 mg/L

模拟 6 号干管腐蚀环境，加入 150 mg/L OED 与 50 mg/L BKC 复配药剂，评价其性能。图 6 为空白样和加缓蚀杀菌剂的腐蚀样品表面微观形貌。空白样品表面覆盖腐蚀产物。添加药剂的实验组，试样表面大部分完整，抛光划痕清晰，经分析均匀缓蚀效率达 94.25%。

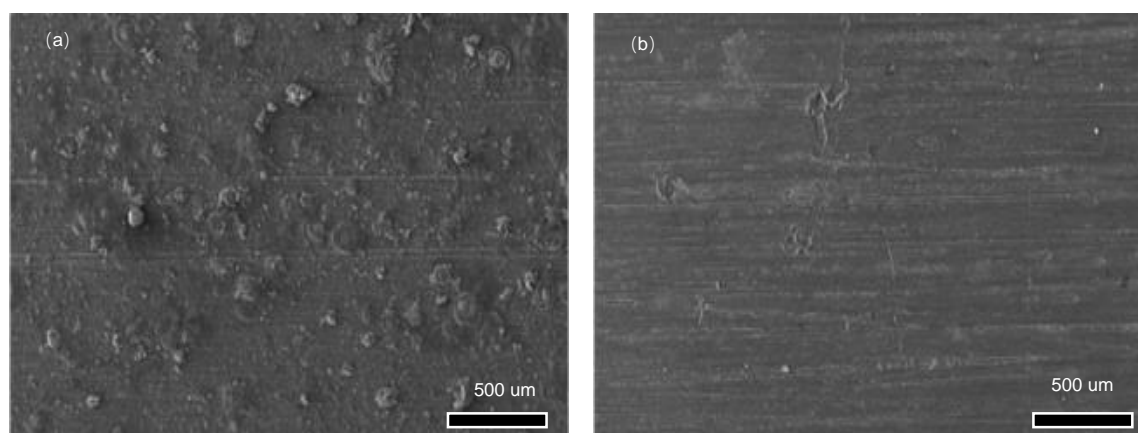


图 6 模拟 6 号干管环境中腐蚀 14d 后，样品表面微观形貌

Fig.6 SEM images of corroded samples exposed in simulated environment of pipeline No. 6 for 14 d: (a) blank sample, (b) sample treated with OED/BKC

图 7 为相应腐蚀样品酸洗后的微观形貌以及局部腐蚀分布图。图 7a 中空白样品表面点蚀坑明显，最大点蚀坑深度约为 $53.89\ \mu\text{m}$ ，而加注药剂的样品表面点蚀坑明显减少，经分析腐蚀坑深度均小于 $5\ \mu\text{m}$ ，以 $5\ \mu\text{m}$ 为其最大点蚀坑深度估算，点蚀缓蚀率可达 90.74%。因此，该环境中添加 OED/BKC 可有效降低样品表面均匀腐蚀和局部腐蚀速率。

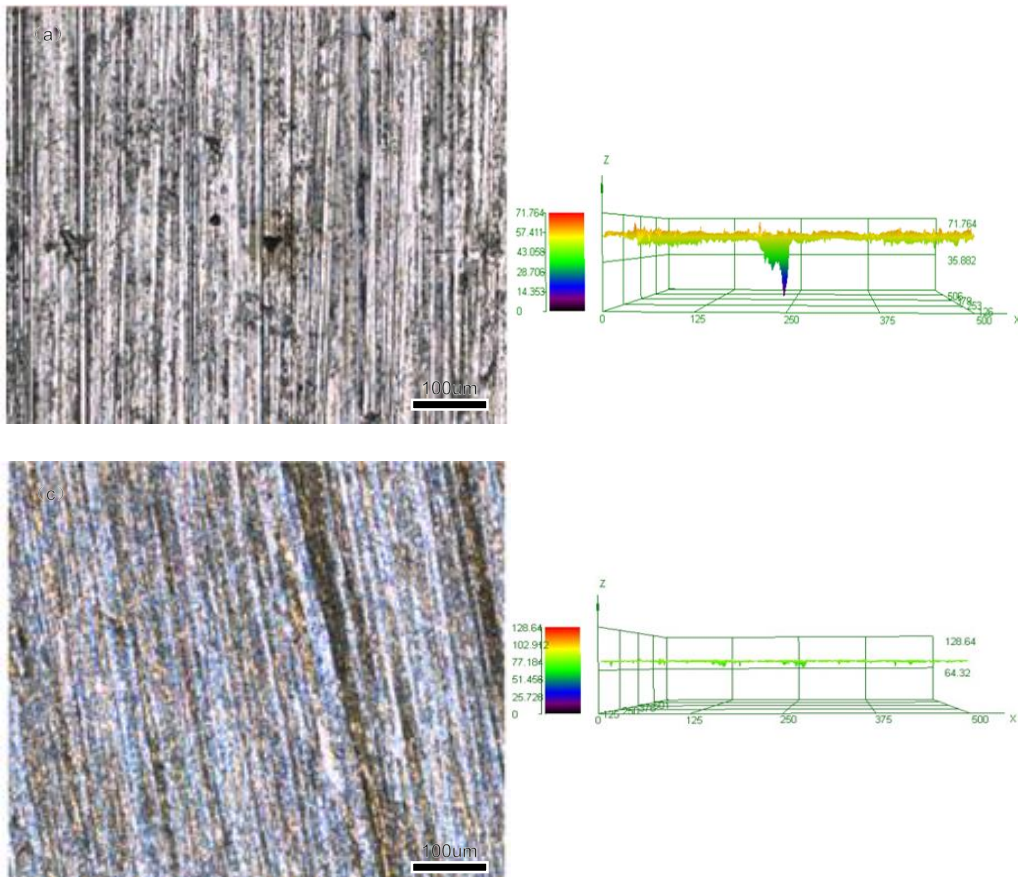


图 7 模拟 6 号干管环境中腐蚀 14d 后，样品表面微观形貌和点蚀分布图

Fig.7 Optical images and corrosion pit distribution maps of corroded samples exposed in simulated environment of pipeline No. 6 for 14 d: (a) blank sample, (b) sample treated with OED/BKC

3 结语

针对气田某区块复杂腐蚀环境，构建了从腐蚀因素识别、预测到防护的完整技术体系。相比已有研究主要聚焦单一腐蚀因素以及 CO_2 腐蚀模型，本工作首次系统量化了

CO₂、Cl⁻、SRB 等多因素对均匀腐蚀与局部腐蚀的差异化影响机制，并揭示了其在该类工况中的腐蚀主控作用。此外，通过将 Cl⁻和 SRB 引入 De Waard95 CO₂ 腐蚀预测模型的传质与活化反应项，显著提升了模型的预测能力，为气田多因素耦合腐蚀提供了一种可移植的改进思路。本工作优选出的 OED/BKC 复配缓蚀杀菌体系可同时抑制均匀腐蚀与局部腐蚀，体现了化学防护在此类工况中的实际可行性。

需要指出的是，所建立的预测模型基于特定区块的实验数据进行拟合，对于极端 pH、超高温/高压、多相流强扰动、以及更复杂微生物群落结构的工况而言，该模型的实用性仍需进一步验证。因此，模型在更广泛工况下的推广应用仍需补充现场数据，并进一步耦合腐蚀产物膜形成、微生物演替等过程。未来研究将围绕上述方面展开，以提升模型的通用性与工程适应性。

参考文献:

- [1] Liu Q, Yu H, Zhu G C, et al. Investigation on leakage cause of oil pipeline in the west oilfield of China [J]. Engineering Failure Analysis, 2020, 113: 104552.
- [2] Cui Y, Lan H Q, Kang Z L, et al. Updated CO₂/H₂S internal corrosion model of natural gas pipelines based on flow field calculations[J]. British Corrosion Journal, 2014, 49(1):39-44.
- [3] Escriva-Cerdan C , Ooi S W , Joshi G R ,et al.Effect of tempering heat treatment on the CO₂ corrosion resistance of quench-hardened Cr-Mo low-alloy steels for oil and gas applications[J].Corrosion Science, 2019, 154:36-48.
- [4] Donahue F M, Nobe K. Theory of organic corrosion inhibitors: adsorption and linear free energy relationships [J]. Journal of the Electrochemical Society, 1965, 112(9): 886.
- [5] Chauhan D S, Quraishi M, Sorour A A, et al. A review on corrosion inhibitors for high-pressure supercritical CO₂ environment: Challenges and opportunities [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 215: 110695.
- [6] Song B Q, Chen X, Ma G Y, et al. Effect of SRB on the Corrosion Behavior of X70 Pipeline Steel in Near-Neutral pH Solution [J]. Journal of China Society for Corrosion and Protection, 2016, 36(03): 212-218.
(宋博强, 陈旭, 马贵阳, 等. SRB 对 X70 管线钢在近中性 pH 溶液中腐蚀行为的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2016, 36(03): 212-218)
- [7] Sun M, Wang X, Cui W, et al. Effect of Temperature on Corrosion of L245 Steel Under CO₂ -SRB Corrosion System[J]. Microorganisms, 2025, 13(3).
- [8] Jiang X, Song X L, Qu D R, et al. Study on the Corrosion Behavior of X70 Steel in Gaseous and Supercritical CO₂ Environments [J]. Journal of China Society for Corrosion and Protection, 2016, 36(03): 225-230.
(蒋秀, 宋晓良, 屈定荣, 等. X70 钢输送气态和超临界状态 CO₂ 时的腐蚀行为研究[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2016, 36(03): 225-230.)
- [9] Xu Z, Zhang F, Zhang T, et al. Unique corrosion reinforcement mechanism of pipeline oil sludge with sulfate-reducing bacteria on X60 steel and the targeted long-term inhibition of dazomet delivery[J]. Corrosion Science, 2024, 228: 111792.

-
- [10] Okoro C , Ekun O A , Nwume M I ,et al. Molecular analysis of microbial community structures in Nigerian oil production and processing facilities in order to access souring corrosion and methanogenesis[J].Corrosion Science, 2016, 103:242-254
- [11] Ding H , Xiang Y , Zhang Y ,et al. A mechanistic corrosion prediction model for the casing system of sequestration wells in supercritical CO₂-saturated aqueous environment with multi-impurities[J].Corrosion Science, 2025, 256: 113203.
- [12] Jinbo Ma, Jiaxin Dai, Xin Guo, et al. Data-driven corrosion inhibition efficiency prediction model incorporating 2D–3D molecular graphs and inhibitor concentration[J].Corrosion Science, 2023, 223:111420.
- [13] Koushik B G, Steen N V D, Mammé M H, et al. Review on modelling of corrosion under droplet electrolyte for predicting atmospheric corrosion rate[J]. JOURNAL OF MATERIALS SCIENCE & TECHNOLOGY, 2021, 62: 254-267.
- [14] David W. Predicting the Performance of Organic Corrosion Inhibitors[J]. Metals, 2017, 7(12):553.
- [15] Velazquez J C, Caleyó F, Valor A, et al. Predictive Model for Pitting Corrosion in Buried Oil and Gas Pipelines[J]. Corrosion -Houston Tx-, 2009, 65(5):332-342.
- [16] Dai M. In situ mathematical simulation for CO₂ internal corrosion in wet natural gas gathering pipelines system by HYSYS [J]. Engineering Failure Analysis, 2021, 122: 105265.
- [17] Dana M M, Javidi M. Corrosion simulation via coupling computational fluid dynamics and NORSOK CO₂ corrosion rate prediction model for an outlet header piping of an air-cooled heat exchanger [J]. Engineering Failure Analysis, 2021, 122: 105285.
- [18] Peng S, Zhang Z, Liu E, et al. A new hybrid algorithm model for prediction of internal corrosion rate of multiphase pipeline [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 85: 103716.
- [19] Wang Q, Song Y, Zhang X, et al. Evolution of corrosion prediction models for oil and gas pipelines: From empirical-driven to data-driven [J]. Engineering Failure Analysis, 2023, 146: 107097.
- [20] Liu Y, Jiang H, Xu T, et al. CO₂ corrosion prediction on 20[#] steel under the influence of corrosion product Film [J]. Petroleum, 2023, 9(3): 427–438.
- [21] Jiang C, Ren Y, Gao L, et al. Complete Construction and Research of CO₂ Corrosion Prediction Model for a Gas Field Wellbore [J]. Materials and Corrosion, 2025, 76(9): 1342–1352.
- [22] Wu L, Liao K, He G, et al. Wet Gas Pipeline Internal General Corrosion Prediction Based on Improved De Waard 95 Model [J]. Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice, 2023, 14(4):04023041.
- [23] Farh H M H, Seghier M E A B, Zayed T. A comprehensive review of corrosion protection and control techniques for metallic pipelines [J]. Engineering Failure Analysis, 2023, 143: 106885.
- [24] Perez T E. Corrosion in the oil and gas industry: an increasing challenge for materials [J]. Jom, 2013, 65(8): 1033-1042.
- [25] Ijaolaa O, Farayibi P K, Asmatulu E. Superhydrophobic coatings for steel pipeline protection in oil and gas industries: A comprehensive review [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103544.
- [26] Oghli H M, Akhbari M, Kalaki A, et al. Design and analysis of the cathodic protection system of oil and gas pipelines, using distributed equivalent circuit model [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 84: 103701.
- [27] Ouyang J L, Wang Q Q, Han X, et al. Study on the inhibitory effect of imidazoline on CO₂ corrosion in oil-water alternating environment [J]. Journal of Corrosion and Protection of China, 2024, 44(03): 707-715

(欧阳嘉露, 王茜茜, 韩霞, 等. 油水交替环境中咪唑啉对 CO₂ 腐蚀的抑制作用研究[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2024, 44(03): 707-715.)

[28] Zhu S D, Li J L, Fu A Q, et al. Research Progress on Corrosion Failure and Prevention of Casing Damage during the Production of Oil and Gas[J]. *Surface Technology*, 2019, 48(5): 28-35.

(朱世东, 李金灵, 付安庆, 等. 油气生产过程中套损腐蚀失效与防治技术研究进展[J]. *表面技术*, 2019, 48(5): 28-35.)

[29] Chuma C O, Samuel O, Lin, J, et al. The effects of Tetrakis-hydroxymethyl phosphonium sulfate (THPS), nitrite and sodium chloride on methanogenesis and corrosion rates by methanogen populations of corroded pipelines[J]. *Corrosion Science*, 2016, 112: 507-516.

[30] Bai Y L, Shen G L, Qin Q Y, et al. Effect of thiourea-based imidazoline quaternary ammonium salt inhibitor on the corrosion of X80 pipeline steel [J]. *Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection*, 2021, 41(01): 60-70.

(白云龙, 沈国良, 覃清钰, 等. 硫脲基咪唑啉季铵盐缓蚀剂对 X80 管线钢腐蚀的影响[J]. *中国腐蚀与防护学报*, 2021, 41(01): 60-70.)

[31] Zhao J, Duan H, Jiang R J C S. Synergistic corrosion inhibition effect of quinoline quaternary ammonium salt and Gemini surfactant in H₂S and CO₂ saturated brine solution [J]. *Corrosion Science*, 2015, 91(55): 108-119.

[32] Weiqiang F, Manxi L, Xinpin W, et al. Synthesis and Research Progress of Mannich Base Corrosion Inhibitor [J]. *Journal of Frontiers in Engineering Technology*, 2021, 1(1): 79-85.

[33] Lu H, Zhu C, Cao X, et al. The sustainability evaluation of masks based on the integrated rank sum ratio and entropy weight method [J]. *Sustainability*, 2022, 14(9): 5706.

[34] Lai H T, Tian F G, Yu S Z, et al. Study on the Corrosion Risk Evaluation of the Equipment and Pipeline in Gas Gathering Station Based on Wall Thickness Online Monitoring[J]. *Machinery Design & Manufacture*, 2017 (10) 220-223.

(赖海涛, 田发国, 于淑珍, 等. 基于壁厚在线监测的集输站场设备和管道腐蚀风险评价研究[J]. *机械设计与制造*, 2017 (10) 220-223.)

[35] De W, C L, Milliams D. E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines[J]. *Corrosion*, 1995, 51(1):39-49.

[36] He Y J, Zhang T S, Wang H T, et al. Research Progress of Biocides for Microbiologically Influenced Corrosion[J]. *Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection*, 2021, 41(06): 748-756.

(何勇君, 张天遂, 王海涛, 等. 微生物腐蚀杀菌剂研究进展[J]. *中国腐蚀与防护学报*, 2021, 41(06): 748-756.)