

陕北某天然气处理厂回注水处理系统腐蚀影响因素研究

马云^{1,2}, 张清波¹, 樊仰杰³, 卢雅婷³

(1.西安石油大学 化学化工学院, 西安 710065; 2.陕西省油气田环境污染控制技术与储层保护重点实验室, 西安 710065; 3.长庆油田分公司第十采油厂, 甘肃 庆城 745100)

摘要: **目的** 考察陕北某天然气处理厂回注系统的腐蚀情况, 保证系统安全生产。**方法** 在水质分析的基础上, 用现场材质 20[#]钢和计划替换钢材 L316 研究回注水处理系统的腐蚀现状, 随后选择腐蚀最严重环节的水样为介质, 采用静态失重法考察温度、pH 值、溶解氧、细菌对 20[#]钢材腐蚀速率的影响。**结果** 陕北某气田气井产出水的总矿化度较高 (30 000 mg/L 左右), 其中 Ca²⁺、Mg²⁺等金属阳离子的含量较高, 腐蚀速率随水介质中溶解氧含量的增加均呈上升趋势, 在 80 °C、溶解氧为 5.07 mg/L 时, 腐蚀速率最大, 达到 0.4001 mm/a。随着细菌含量的增大, 腐蚀速率上升, 腐蚀速率由 0.1065 mm/a (TGB 60 个/mL, SRB 6 个/mL) 增加到 0.2155 mm/a (TGB 6×10^4 个/mL, SRB 6×10^3 个/mL)。pH 值为 5.9 时, 腐蚀速率为 0.3039 mm/a; 当 pH 值为 8.5 时, 腐蚀速率降至 0.0710 mm/a。**结论** 通过做好回注水处理系统 pH 调节、杀菌和隔氧等工作, 可以减轻系统的腐蚀。

关键词: 腐蚀; 采气污水; 静态失重法; 影响因素

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)01-0154-06

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.01.024

Factors Influencing Corrosion Resistance of Reinjection Water Treatment System in a Gas Processing Plant in Northern Shaanxi

MA Yun^{1,2}, ZHANG Qing-bo¹, FAN Yang-jie³, LU Ya-ting³

(1.School of Chemistry and Chemical Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 2.Key Laboratory of Environmental Pollution Control Technology of Oil Gas Field and Reservoir Protection in Shaanxi Province, Xi'an Petroleum University, Xi'an 710065, China; 3.Changqing Oilfield 10th Oil Recovery Company, Qingcheng 745100, China)

ABSTRACT: The work aims to investigate corrosion situation of reinjection water treatment system in gas processing plant in northern Shaanxi, and guarantee safe production of the system. The 20[#] and L316 steel on the site were used to study the corrosion situation of the system on the basis of water quality analysis. Water sample in the cycle subject to worst corrosion was selected as the medium. Effects of temperature, pH, dissolved oxygen and bacteria on corrosion rate of 20[#] steel were investigated in static weight-loss method. Total salinity of water produced from a gas field in northern Shaanxi was high (about 30 000 mg/L), so was content of metal cations including Ca²⁺ and Mg²⁺. The corrosion rate increased as dissolved oxygen content increased, and the corrosion rate was up to 0.4001 mm/a at 80 °C provided with 5.07 mg/L DO. The corrosion rate increased from 0.1065 mm/a to 0.2155 mm/a while the TGB increased from 60 cfu/mL to 6×10^4 cfu/mL, and SRB from 6 cfu/mL to 6×10^3 cfu/mL as bacteria content and corrosion rate increased. The corrosion rate decreased from 0.3039 mm/a to 0.0710 mm/a as

收稿日期: 2017-08-27; 修订日期: 2017-11-12

Received: 2017-08-27; Revised: 2017-11-12

基金项目: 国家自然科学基金项目 (51504193)

Fund: Supported by the National Natural Science Foundation of China (51504193)

作者简介: 马云 (1975—), 女, 博士, 副教授, 主要从事油田腐蚀与防腐研究工作。

Biography: MA Yun (1975—), Female, Doctor, Associate professor, Research focus: oilfield.

pH value increased from 5.9 to 8.50. Corrosion of the system can be reduced by taking appropriate anticorrosion measurements including pH adjustment, sterilization and oxygen isolation.

KEY WORDS: corrosion; gas produced water; static weight-loss method; influencing factor

陕北天然气在开采过程中会产生性质复杂的含醇采气污水，这些水经过处理需要回注至地层（处理流程见图 1）。目前天然气处理（净化厂）污水回注系统腐蚀较严重，存在管道、设备和污水罐体频繁穿孔较严重的腐蚀问题，从而影响天然气净化装置的稳定运行^[1]。故本文在水质分析的基础上，用现场材质 20[#]钢和计划替换钢材 L316 研究回注水处理系统的腐蚀现状，随后选择腐蚀最严重环节的水样为介质，采用静态失重法考察温度、pH 值、溶解氧、细菌对 20[#]钢材腐蚀速率的影响，借助扫描电子显微镜（Scanning Electron Microscope, SEM）、能谱分析仪（Energy Dispersive Spectrum, EDS）等仪器观察 20[#]钢试样的表面形貌与组成变化，探究体系中的温度、pH 值、溶解氧（Dissolved Oxygen, DO）、细菌种类与含量等因素，对 20[#]钢腐蚀性变化的影响^[2-4]，确定了含醇污水腐蚀性的主要影响因素，并给出了相应的防护措施，为解决含醇污水回注系统的腐蚀防护问题提供理论依据。

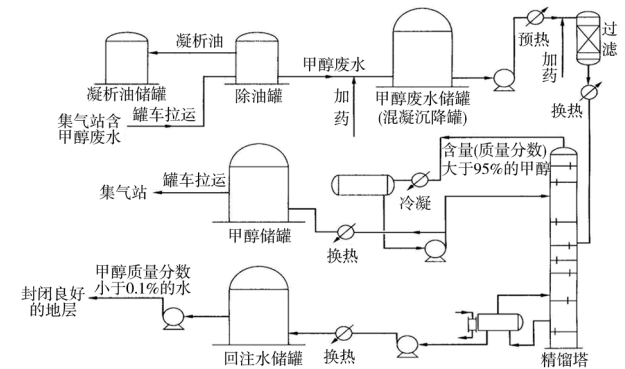


图 1 某天然气处理厂回注水处理系统流程

Fig.1 Water reinjection treatment system of a natural gas processing plant

1 材料与方法

1.1 试剂与仪器

实验用钢为 20[#]钢和 L316（尺寸为 50 mm×10 mm×3 mm），其化学成分见表 1。实验用 Na₂S·9H₂O、NaCl、MgCl₂、CaCl₂、Na₂CO₃、NaHCO₃、CaCO₃、Na₂SO₄、NaOH、盐酸等均为分析纯。仪器主要有：HQ30d 型荧光法溶解氧测试仪（美国哈希公司），细菌测试瓶（北京华兴试剂厂），PB-10/C 酸度计（北京赛多利斯科学仪器有限公司），Sartorius BSA224S 电子

天平（北京赛多利斯科学仪器有限公司），SM-6610LV 扫描电子显微镜（美国 FEI 公司），OXFORD INCA x-act 能谱分析仪（英国牛津仪器公司）。

表 1 试验用钢的成分

Tab.1 Elemental Composition of 20[#] and L361 Steel

Element	wt%					
	C	Si	Mn	P	Ni	Cr
20 [#]	0.17	0.23	0.45	0.04	0.3	0.25
L316	0.03	0.75	1.88	0.02	12	16

1.2 水质分析方法

按照 SY/T 5523—2000《油气田水质分析方法》和 SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》，对污水回注系统的污水进行水质分析。

1.3 腐蚀速率现场监测方法

为研究陕北某天然气厂回注水系统的腐蚀情况，进行了现场试验评价研究。采用现场挂片监测的方法，选用和现场相同的材质 20[#]钢和计划更新的钢材 L316，分别在除油罐、甲醇废水储罐、回注水储罐中进行监测，试验周期 30 d。通过 SEM 对腐蚀最严重挂片表面的微观形貌特征进行分析，对挂片表面的不同区域进行 SEM 和 EDS 分析。

1.4 腐蚀影响因素研究方法

1) pH 值对回注水腐蚀的影响。量取 500 mL 回注污水水样作为测试溶液，用盐酸或氢氧化钠溶液调节初始 pH 值，根据现场实际情况设定试验温度为 25 ℃，静置时间为 168 h，测定不同 pH 条件下气田水样对 20[#]钢片腐蚀速率的影响。

2) 温度对回注水腐蚀的影响。量取 500 mL 回注污水水样作为测试溶液，分别在不同温度条件下，测定回注水样对 20[#]钢片腐蚀速率的影响。

3) 溶解氧含量对回注水腐蚀的影响。考虑到管线与回注罐平时运行时介质的温度，试验温度分别设定为 25、80 ℃，腐蚀介质选择腐蚀速率最大的回注罐污水。考虑到 Na₂SO₃ 的氧化产物为 Na₂SO₄ 且除氧效果较好^[5]，当在 500 mL 试验用水中加入 2.4~12 mL 的 3300 mg/L Na₂SO₃ 时，溶液矿化度仅从 29 795 mg/L 降至 29 174 mg/L，不会对腐蚀产生太大的影响，故选择 3300 mg/L Na₂SO₃ 作为除氧剂。于不同温度下研究不同 Na₂SO₃ 溶液添加量下溶解氧含量对 20[#]钢腐蚀速率的影响，试验时间为 168 h。

4) 细菌含量对回注水腐蚀的影响。设定试验温度为 37 ℃, 分析细菌含量对榆林天然气处理厂回注污水腐蚀速率的影响。细菌群体的名目繁多, 现主要考察硫酸盐还原菌(Sulfate Reducing Bacteria, SRB)和腐生菌(Saprophytic Bacteria, TGB)^[6-7]。采用 SRB 和 TGB 测试瓶检测初始数量, 用灭菌后的试验用水逐级稀释 10 倍, 测定不同数量细菌条件下回注水样对 20[#]钢片腐蚀速率的影响。

2 结果与讨论

2.1 回注系统水质与现场监测腐蚀速率分析结果

回注系统水质具体分析结果见表 2。由表 2 可知, 某天然气处理厂回注水属于 CaCl₂ 型, 总矿化度较高, 达到 3 万左右, 水中 Ca²⁺、Mg²⁺等金属阳离子的含量较高, 水的含油量很高, 水的 pH 值偏酸性。经处理后, ΣFe 变化较大, 这与系统中的腐蚀情况发生变化有关。Ca²⁺、Mg²⁺含量的变化也较大, 这与污水经过精馏塔历经高温过程有关。L316 钢材有很好的耐腐蚀性能, 而现场用钢材表现出在精馏塔塔底水进入回注罐后腐蚀较严重, 腐蚀速率为 0.1493 mm/a, 远超油气行业规定的标准。对回注罐现场监测的挂片进行 SEM 和 EDS 分析, 结果见图 2—5 和表 3。

由 SEM 图可知, L316 基本无腐蚀, 20[#]表面腐蚀产物呈局部分布, 较疏松, 存在垢下腐蚀, 这与监测期间回注储水罐内温度维持在 50~100 ℃有关。由

EDS 分析可知, L316 表面物质基本由基体材质组成, 20[#]钢表面腐蚀产物主要为氧化铁, 原因可能是曝氧所致。垢下腐蚀会造成罐底部早期失效, 严重影响天然气厂的产率^[8]。

表 2 回注水系统水质与腐蚀速率分析结果
Tab.2 Water quality and corrosion rate analysis results of reinjection water system

指标	除油罐	甲醇废水储罐	回注罐出
pH	6.15	6.80	6.50
含油量/(mg·L ⁻¹)	3145	2224	644.49
Cl ⁻ /(mg·L ⁻¹)	16 204.6	15 578.45	15 736.18
HCO ₃ ⁻ /(mg·L ⁻¹)	358.30	646.49	253.79
SO ₄ ²⁻ /(mg·L ⁻¹)	254.00	216.34	42.60
ΣFe/(mg·L ⁻¹)	64.80	138.60	41.47
Fe ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	3.40	92.80	0.92
Ca ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	4387.20	3974.75	1453.88
Mg ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	218.50	273.38	146.19
ΣNa ⁺ +K ⁺ /(mg·L ⁻¹)	7042.33	6754.776	12 120.83
总矿化度/(mg·L ⁻¹)	28 529.73	27 682.83	29 794.94
水型	氯化钙	氯化钙	氯化钙
SRB (个/mL)	0	0	2.5×10 ³
TGB (个/mL)	0	0	7×10 ⁴
甲醇/wt%	32.41	33.11	0.02
腐蚀速率/ (mm·a ⁻¹)	20 [#]	0.0351	0.0523
	L316	0.0002	0.0007
		0.0007	0.0012

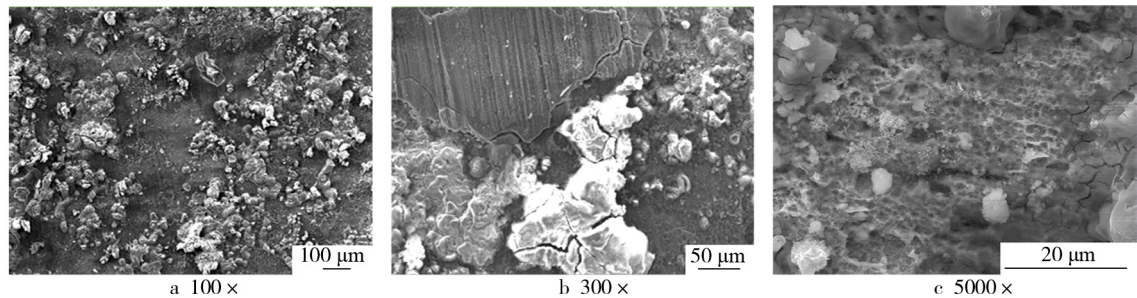


图 2 回注储水罐 20[#]钢挂片 SEM 图片
Fig.2 SEM image of reinjection water tank 20[#] steel

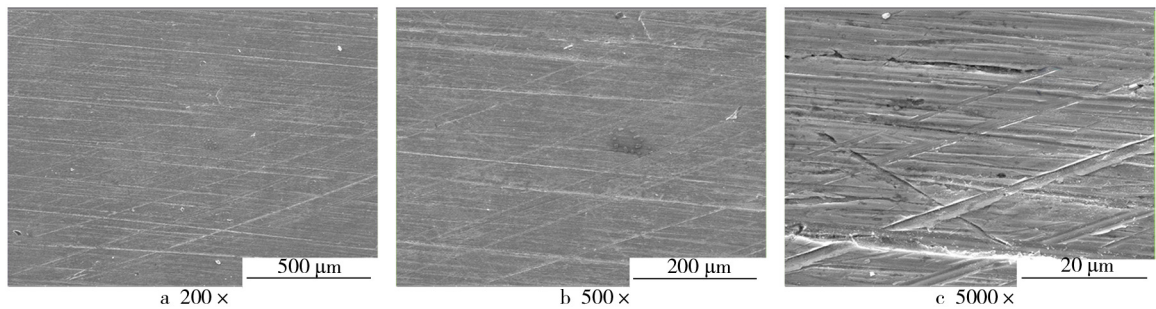


图 3 回注储水罐 L316 钢挂片 SEM 图片
Fig.3 SEM image of reinjection water tank L316 steel

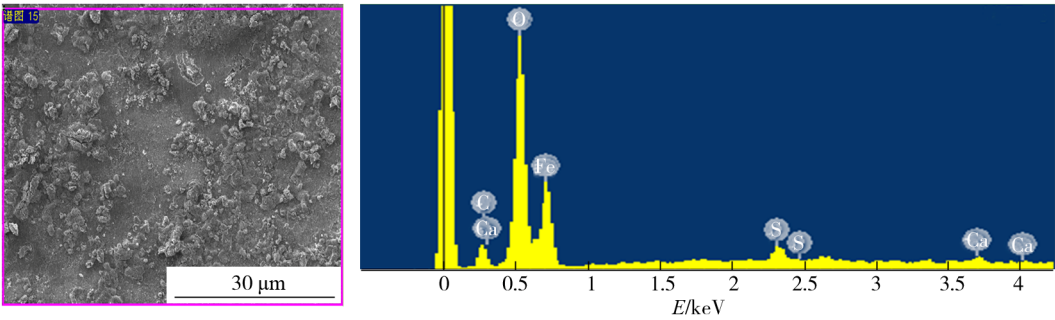


图 4 回注储水罐 20#钢挂片能谱分析图
Fig.4 EDS of reinjection water tank 20# steel

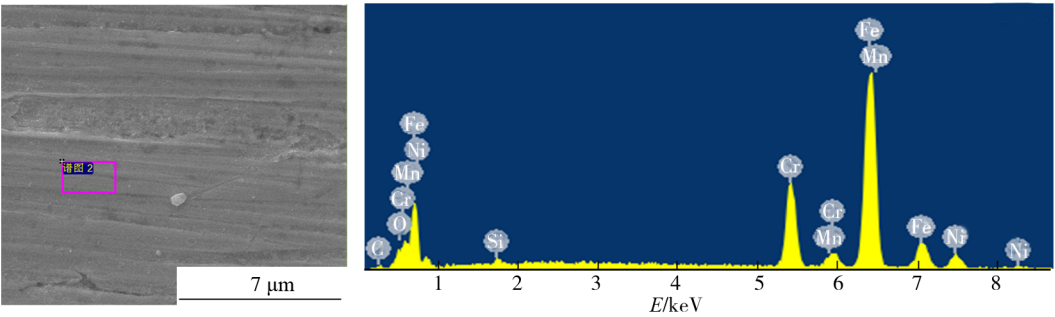


图 5 回注储水罐 L316 挂片能谱图
Fig.5 EDS of reinjection water tank L316 steel

表 3 回注储水罐 20#钢与 L316 挂片谱图数据表
Tab.3 Reinjection water tank 20# steel and L316 EDS data sheet

元素	20#		L316	
	wt%	at%	wt%	at%
C K	0.15	0.38	2.25	9.31
O K	30.88	60.46	0.89	2.77
Si K	—	—	0.69	1.22
S K	0.86	0.84	—	—
Ca K	0.46	0.36	—	—
Cr K	—	—	18.16	17.39
Mn K	—	—	1.09	0.99
Fe K	67.66	37.95	69.87	62.32
Ni K	—	—	7.06	5.99
总量	100.00	100.00	100.00	100.00

2.2 腐蚀影响因素研究

2.2.1 pH 值对回注水腐蚀的影响

温度为 25 ℃时，pH 值与腐蚀速率之间的关系见图 6。由图 6 可知，随着 pH 值不断升高，含醇污水体系的腐蚀性逐渐降低。当 pH 值为 5.91 时，污水腐蚀速率为 0.3032 mm/a；pH 值为 8.50 时，污水腐蚀速率为 0.0716 mm/a。主要原因是碳钢在腐蚀反应过程中，H 和 O 去极化构成阴极反应，当 DO 一定时，腐蚀速率与水中的 H⁺含量密切相关，当 pH 值增加时，[H⁺]降低，腐蚀反应将被削弱^[9-10]。因此，在甲醇预

处理过程中可添加 5%NaOH 溶液调节污水 pH 值，使污水的 pH 保持在 8.5 左右，可使腐蚀速率降低到最小，有效地保护回注水系统的管线与设备。

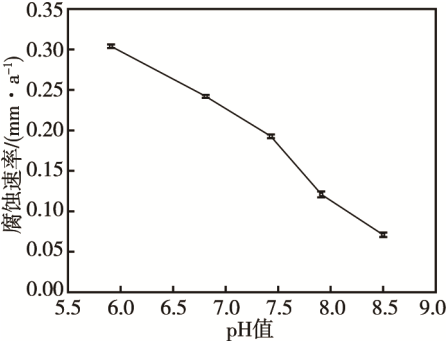


图 6 pH 值对回注污水腐蚀的影响
Fig.6 Effects of pH value on reinjection wastewater corrosion

2.2.2 温度对回注水腐蚀的影响

温度是影响腐蚀速率的重要因素。温度对腐蚀速率的影响如图 7 所示。由图 7 可知，腐蚀速率随温度的升高先增长，80 ℃时达到最大，为 0.4001 mm/a，后逐渐下降。分析原因主要是在一定温度范围内，Fe 在溶液中的消融速度随温度的升高而逐渐增大，加速腐蚀反应的进行，由于温度进一步升高，水中的 DO 下降，Fe 表面生成致密的腐蚀产物膜，对罐壁起到了保护作用，使腐蚀速率因温度的升高反而减弱^[11-12]。由于精馏塔塔底水的温度在 110 ℃左右，而进入回注储水罐后，水的温度都在 80 ℃左右，此温度刚好是腐蚀速率最大的点，腐蚀较严重，必须做好回注储水罐的防腐工作。

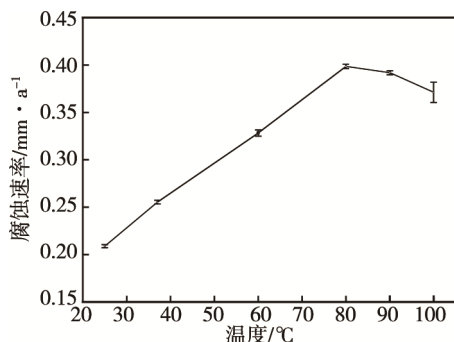
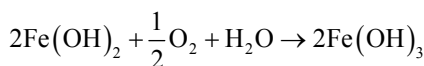
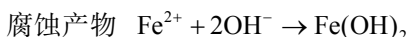


图 7 温度对回注污水腐蚀的影响

Fig.7 Effects of temperature on reinjection water corrosion

2.2.3 溶解氧含量对回注水腐蚀的影响

分别在 25、80 °C 下分析溶氧量对回注水腐蚀性能的影响并进行对比, 分析结果见图 8。由图 8 可知, 随着污水体系 DO 逐渐升高, 腐蚀速率快速升高。体系中 DO 主要由以下 3 个过程产生腐蚀:



由此可知, O_2 与 Fe 溶解并构成腐蚀电池, 使罐体的腐蚀速率增加, 故 DO 是注入设备腐蚀的一个重要原因。与室温相比, 80 °C 时的腐蚀速率-DO 曲线的斜率更大。室温下, DO 为 5.24 mg/L, 腐蚀速率为 0.1865 mm/a; 80 °C 下, DO 为 5.07 mg/L, 腐蚀速率达到 0.4001 mm/a。分析原因: 在恒定的压力下, 温度升高, DO 扩散到金属表面的氧含量增大, 金属的腐蚀速率不断增大, 而且由于水中溶解氧含量的增高, 腐蚀速度随温度升高而增大的倾向越大^[13]。因此, 在回注污水中注意隔氧甚至可添加除氧剂, 减少 DO 的影响, 减缓设备与管线的腐蚀^[14]。

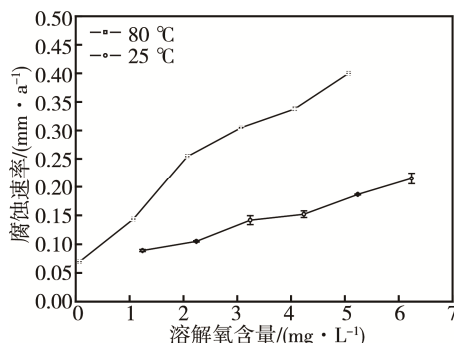


图 8 溶解氧含量对腐蚀速率的影响

Fig.8 Effects of dissolved oxygen content on corrosion rate

2.2.4 细菌含量对回注水腐蚀的影响

SRB 和 TGB 含量对污水中 20# 钢腐蚀速率的影响结果见图 9。由图 9 可知, TGB 和 SGB 对腐蚀速率

均产生影响, 细菌含量增长 1000 倍, 腐蚀速率增加近 1 倍, 由 0.1065 mm/a 增加到 0.2155 mm/a。SRB 产生的腐蚀作用机理^[15]如下:

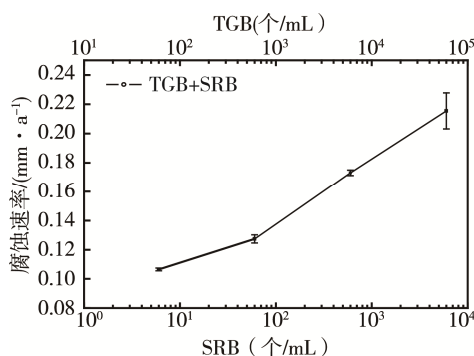
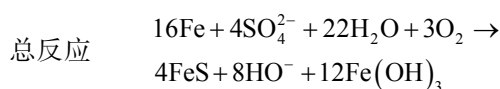
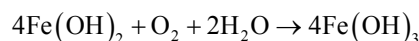
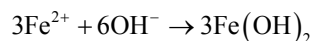
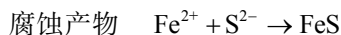
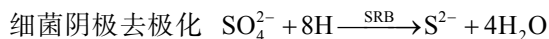
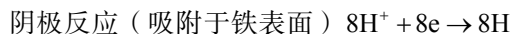
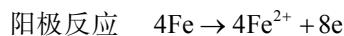


图 9 SRB、TGB 对腐蚀速率的影响

Fig.9 Effects of SRB and TGB on corrosion resistance

SRB 是厌氧菌, 在无氧的条件下生长, 而回注系统污水中同时含有大量的 TGB, 其附着于设备内壁, 为 SRB 创造了无数个无氧微环境, 为大量的 SRB 繁殖创造条件, 继而造成设备和管线腐蚀、堵塞。TGB 产生的生物粘泥与水中其他颗粒物粘附, 也产生氧浓差电池加剧腐蚀^[16], 最终影响回注系统的正常运行。因此, 采用杀菌剂对污水进行杀菌处理, 可有效地控制细菌对腐蚀的影响。

3 结论

1) 污水的腐蚀速率随 pH 值的升高而降低。pH 值为 5.9 时, 污水腐蚀速率为 0.3039 mm/a; pH 值升至 8.50 时, 污水腐蚀速率为 0.0710 mm/a。

2) 随温度的升高, 回注污水的腐蚀速率逐渐增加, 升高至一定温度时, 腐蚀速率有较缓慢的下降。温度对腐蚀速率的影响较复杂, 大体呈现先增大后减小的趋势, 在温度为 80 °C 时达到最大值 0.4001 mm/a, 这说明温度是影响腐蚀的主要因素之一。

3) 无论在 25 °C, 还是在 80 °C, 随着溶解氧在污水中含量的增加, 20# 钢的腐蚀速率均增大。

4) 在回注污水中, 腐蚀速率随细菌含量的升高而升高, 当 SRB 和 TGB 含量增加 1000 倍时, 腐蚀速率增加了近 1 倍。

5) 含醇污水回注处理中要注意隔氧、杀菌、调节 pH 等综合处理, 使回注水中的溶解氧、SGB、TGB 含量大大降低, pH 升高至弱碱性, 才能有效地降低其对回注系统的腐蚀性, 确保生产平稳、安全运行。

参考文献:

- [1] 宋伟, 李娅, 冯小波, 等. 重庆气矿气井腐蚀现状及防腐对策[J]. 石油与天然气化工, 2004, 33(6): 437-439.
SONG Wei, LI Ya, FENG Xiao-bo, et al. The Corrosion Present and Anti-corrosion Measures of Gas Wells in Chongqing Gas Field[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2004, 33(6): 437-439.
- [2] 陈坡. 油气田管线腐蚀预测方法研究[J]. 科学与财富, 2016(Z1): 471.
CHEN Po. Oil and Gas Pipeline Corrosion Prediction Method Study[J]. Science and Wealth, 2016(Z1): 471.
- [3] 赵凤兰, 胡海红, 鄢捷年, 等. 注水系统腐蚀规律及防腐技术[J]. 油气田地面工程, 2002, 21(6): 19-20.
ZHAO Feng-lan, HU Hai-hong, YAN Jie-nian, et al. The Reinjection System Rule of Corrosion and Protection Technology[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2002, 21(6): 19-20.
- [4] 薛丹, 胡敏. 陕北气田气井腐蚀速率影响因素及规律[J]. 表面技术, 2016, 45(2): 163-174.
XUE Dan, HU Min. Factors and Rules Affecting Gas Well Corrosion Rate in Shanbei Gasfield[J]. Surface Technology, 2016, 45(2): 163-174.
- [5] 邵忠宝, 赵敬棋. 催化 Na_2SO_3 除氧的研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2002(1): 49-51.
SHAO Zhong-bao, ZHAO Jing-qi. Influence of Catalysis on Deoxidation of Na_2SO_3 [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2002(1): 49-51.
- [6] 陈昊宇, 汪卫东, 张秀霞. 油田回注水系统微生物腐蚀控制研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2011.
CHEN Hao-yu, WANG Wei-dong, ZHANG Xiu-xia. Research on Control Measures of Microbiological Corrosion in Oilfield Inject Water[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2011.
- [7] ICGEN B, MOOSA S, HARRISION S T L. A Study of the Relative Dominance of Selected Anaerobic Sulfate-reducing Bacteria in a Continuous Bioreactor by Fluorescence in Situ Hybridization [J]. Microbial Ecology, 2007, 53: 43-52.
- [8] 谢飞, 吴明, 陈旭, 等. 油田注水系统结垢腐蚀机理[J]. 油气储运, 2010, 29(12): 896-898.
XIE Fei, WU Ming, CHEN Xu, et al. Corrosion Mechanism of Scale Oilfield Water Injection System [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29 (12): 896-898.
- [9] 赵景茂, 左禹, 熊金平, 等. pH 值对低碳钢在高含盐污水中的腐蚀影响[J]. 材料保护, 2001, 34(7): 8-10.
ZHAO Jing-mao, ZUO Yu, XIONG Jin-ping, et al. Effect of pH Value on Corrosion Behavior of Low Carbon Steel in High Salt Waster Water[J]. Materials Protection, 2001, 34(7): 8-10.
- [10] LIU Z Y, CHENG Y F J. Effect of Strain Rate on Cathodic Reaction during Stress Corrosion Cracking of X70 Pipeline Steel Inanear-Neutral pH Solution [J]. Journal of Materials Engineering and Performance, 2011, 20(7): 1242-1246.
- [11] 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.
- [12] 赵国仙, 吕祥鸿. 温度对油套管用钢腐蚀速率的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2008, 23(4): 74-78.
ZHAO Guo-xian, LU Xiang-hong. Effect of Temperature on the Corrosion Rate of Oil Tubing and Casing [J]. Journal of Xi'an Shiyou university(Natural Science Edition), 2008, 23(4): 74-78.
- [13] 詹宁, 刘卫强, 刘建华, 等. 油田注气锅炉除氧剂浅析[J]. 化学工程与装备, 2008(2): 71-72.
ZHAN Ning, LIU Wei-qiang, LIU Jian-hua, et al. Research on Oilfield Streaming Boiier Deoxidant [J]. Chemical Engineer & Equipment, 2008(2): 71-72.
- [14] JOHNSTON S L, VOORDOUW G. Sulfate-reducing Bacteria Low Sulfur-Mediated Pitting Corrosion under Conditions of Oxygen Ingress [J]. Environmental Science Technology, 2012, 46(16): 9183-9190.
- [15] XU Cong-min, ZHANG Yao-heng, CHENG Guang-xu, et al. Localized Corrosion Behavior of 361L Stainless Steel in the Presence of Sulfate-reducing and Iron-oxidizing Bacteria [J]. Material Science and Engineering, 2007, 443: 235-241.
- [16] 李勇, 杨肖曦. 现河注水井井筒腐蚀及其机理研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2007, 27(1): 66-68.
LI Yong, YANG Xiao-xi. Corrosion Course of Xianhe Water Injection Wellbores[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2007, 27(1): 66-68.