

油田化学添加剂对污水处理系统 腐蚀行为的影响

李玲杰^{1,2}, 苏碧煌^{1,2}, 黄桂柏^{1,2}, 张彦军^{1,2}, 王志涛^{1,2}

(1. 中国石油集团工程技术研究有限公司, 天津 300451;

2. CNPC 石油管工程重点实验室涂层材料与保温结构研究室, 天津 300451)

摘要: **目的** 明确净水剂、絮凝剂、助凝剂、缓蚀剂对污水处理系统腐蚀行为的作用效果。**方法** 通过工艺流程分析、腐蚀形貌观察、腐蚀产物成分分析、腐蚀失重测试等手段, 分析污水处理系统腐蚀原因, 考察油田化学添加剂对 SSF 污水处理系统腐蚀行为的影响。**结果** 输送介质中溶解的二氧化碳、高浓度氯离子、氧是导致 SSF 净化装置内腐蚀的主要原因。分别添加质量浓度为 150、0.3、60 mg/L 的净水剂、絮凝剂、助凝剂后, 动态腐蚀速率可从 1.8544 mm/a 降到 0.6674、0.8627、0.3530 mm/a, 静态腐蚀速率可从 1.2515 mm/a 降到 0.9565、0.9474、0.6256 mm/a。添加 160 mg/L 缓蚀剂, 动态腐蚀速率从 1.8544 mm/a 降低到 0.0822 mm/a, 静态腐蚀速率从 1.2515 mm/a 降低到 0.0238 mm/a。同时添加净水剂、絮凝剂、助凝剂三种药剂, 动态腐蚀速率为 0.7672 mm/a, 静态腐蚀速率为 0.8742 mm/a; 同时添加净水剂、絮凝剂、助凝剂、缓蚀剂四种药剂, 动态腐蚀速率为 0.3069 mm/a, 静态腐蚀速率为 0.0263 mm/a。**结论** 添加缓蚀剂能有效控制 SSF 污水处理系统内腐蚀。污水处理用净水剂、絮凝剂、助凝剂对腐蚀有一定抑制作用。在动态条件下, 净水剂、絮凝剂、助凝剂降低了缓蚀剂的缓蚀效果, 在静态条件下, 三种添加剂对缓蚀剂的缓蚀效果影响较小。

关键词: 污水; 腐蚀; 缓蚀剂; 悬浮污泥过滤; 油田化学; 抑制作用

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2020.11.006

中图分类号: TG174.4

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2020)11-0037-07

Effect of Oilfield Chemical Additives on Corrosion Behavior of Sewage Treatment System

LI Ling-jie^{1,2}, SU Bi-huang^{1,2}, HUANG Gui-bai^{1,2}, ZHANG Yan-jun^{1,2}, WANG Zhi-tao^{1,2}

(1. CNPC Engineering Technology Research Company Limited, Tianjin 300451, China;

2. Research Division of Anti-Corrosion Coating and Thermal Insulation Structure,
CNPC Key Laboratory of Tubular Goods Engineering, Tianjin 300451, China)

ABSTRACT: The work aims to study the effect of water purifying agent, flocculant, coagulant aid and corrosion inhibitor on the corrosion behavior of sewage treatment system. Process flow analysis, corrosion appearance observation, corrosion product composition analysis and corrosion weight loss test were conducted to analyze the causes of corrosion in the sewage treatment

收稿日期: 2020-08-03; 修订日期: 2020-08-07

Received: 2020-08-03; Revised: 2020-08-07

基金项目: “十三五”国家重大科技专项 (2016ZX05016-004-002)

Fund: Supported by the “13th Five-Year” Major National Science and Technology Projects (2016ZX05016-004-002)

作者简介: 李玲杰 (1986—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为金属材料腐蚀与防护。

Biography: LI Ling-jie (1986—), Male, Master, Engineer, Research focus: corrosion and protection of metal materials.

system and investigate the influences of oilfield chemical additives on the corrosion behavior of SSF sewage treatment system. The results showed that the corrosion in SSF purification unit was caused by dissolved oxygen, carbon dioxide, high concentration chloride ions in the produced water. The dynamic corrosion rate decreased from 1.8544 mm/a to 0.6674 mm/a, 0.8627 mm/a, 0.3530 mm/a and the static corrosion rate decreased from 1.2515 mm/a to 0.9565 mm/a, 0.9474 mm/a and 0.6256 mm/a after adding water purifying agent, flocculant and coagulant aid with concentration of 150 mg/L, 0.3 mg/L and 60 mg/L respectively. After adding 160 mg/L corrosion inhibitor, the dynamic corrosion rate decreased from 1.8544 mm/a to 0.0822 mm/a, and the static corrosion rate decreased from 1.2515 mm/a to 0.0238 mm/a. The dynamic corrosion rate was 0.7672 mm/a and the static corrosion rate was 0.8742 mm/a after adding water purifying agent, flocculant and coagulant aid at the same time. But the dynamic corrosion rate was 0.3069 mm/a and the static corrosion rate was 0.0263 mm/a after adding water purifying agent, flocculant, coagulant aid and inhibitors at the same time. Adding corrosion inhibitor can effectively control the corrosion in SSF sewage treatment system. Water purifying agent, flocculating agent and coagulant aid can inhibit the corrosion to some extent. Under the dynamic condition, water purifying agent, flocculating agent and coagulant aid reduce the inhibition effect of the inhibitor, but under the static condition, the three additives have little effect on the inhibition effect.

KEY WORDS: sewage; corrosion; corrosion inhibitor; suspended sludge filtration; oilfield chemistry; inhibition

西北某油田联合采油站污水处理采用“压力除油-悬浮污泥过滤法(SSF, Suspended Sludge Filtration)过滤”的污水处理工艺,通过添加缓蚀剂、絮凝剂、净水剂、助凝剂等多种油田化学药剂,控制污水中悬浮物、油类含量,达到注水的水质指标要求,进入注水系统。悬浮污泥过滤装置是污水处理的核心单元,工艺管线和设备为碳钢材质,耐蚀性较差,运行3年期间,SSF污水装置进出口管线共发生腐蚀刺漏57次,严重影响安全生产运行。

油田污水处理系统腐蚀影响因素较多^[1-6],腐蚀机理复杂。关于碳钢的腐蚀行为研究,已有较多报道^[7-16],添加缓蚀剂是对腐蚀进行抑制的有效手段之一^[17-21]。但添加多种油田化学药剂后对碳钢腐蚀行为的影响,相关的研究较少。文中通过工艺流程分析、腐蚀形貌观察、腐蚀产物成分分析、腐蚀质量损失测试等手段,对某油气处理站SSF油田污水处理系统腐蚀影响因素进行了分析,重点研究了缓蚀剂、絮凝剂、净水剂、助凝剂四种油田化学添加剂对腐蚀行为的影响,为油田化学药剂现场应用的合理性提供了有力支撑。

1 试验

1.1 材料和条件

试验材质为市售腐蚀试片,材质为20#钢,试片尺寸为50 mm×10 mm×3 mm。试验介质为CO₂饱和油田现场取样水和模拟水,试验温度为50℃,压力为18 MPa,流速为1 m/s,实验时间为48 h。

1.2 方法

1) 质量损失测试。根据GB/T 10124—88《金属材料实验室均匀腐蚀试验方法》、SY 5273—2014《油

田采出水处理用缓蚀剂性能指标及评价方法》进行试验,对添加不同油田化学药剂后的腐蚀速率进行评价。试验装置为美国cor-test高温高压釜。将清洗并称量的20#钢片试样放置在高温高压釜中,加入已除氧的CO₂饱和介质溶液,鼓入N₂保持总压为18 MPa,加热温度恒定在50℃。动态试验后,开釜取样,并清洗称量,计算腐蚀速率。

2) 表面形貌分析。将动态高温高压釜评价实验后的N80钢片试样进行扫描电镜(SEM)分析,扫描电子显微镜型号为LEO-1450,放大倍数为2000倍。

3) 腐蚀产物及内部积垢XRD分析。将穿腐蚀产物和内部积垢加入丙酮后进行超声波清洗,取沉淀部分进行研磨,得到粉末样品,采用德国布鲁克D8型X射线衍射分析仪对腐蚀产物和内部积垢进行XRD分析,根据衍射峰的强弱确定腐蚀产物及垢样的组成。

2 结果与讨论

2.1 SSF污水处理流程中设备及管线腐蚀情况

污水处理流程中主要在SSF装置之后的管线及设备出现腐蚀,如工艺流程(图1)中标注点,具体腐蚀情况如图2所示,腐蚀情况严重。现场腐蚀监测结果显示,运行温度为35~38℃,运行压力为0.10~0.12 MPa,SSF装置总进口的腐蚀速率为0.3471 mm/a,700方水罐出口的腐蚀速率为2.9832 mm/a。700方储水罐出口腐蚀速率是SSF进口管线处的8.6倍,设备及材质均为20#钢。1#、2#事故罐前端及SSF装置出口管线处通过添加缓蚀剂减轻腐蚀,SSF装置入口管线添加净水剂、絮凝剂、助凝剂三种药剂。

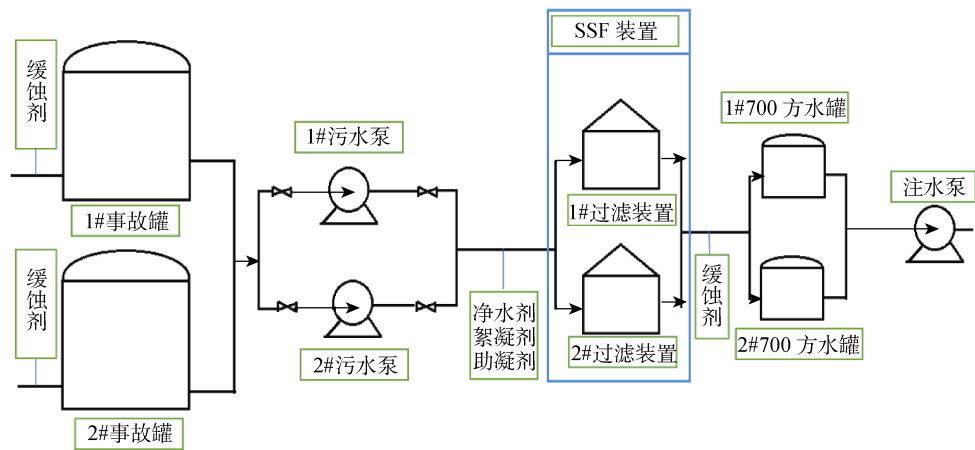


图 1 SSF 处理单元工艺流程图及腐蚀部位
Fig.1 Process flow chart and corrosion location of SSF treatment unit



图 2 污水处理系统腐蚀情况
Fig.2 Corrosion of sewage treatment system

2.2 管道垢样分析结果

对管道垢样进行酸不溶物、水不溶物、有机溶剂不溶物及成分检测，结果见表 1。实验结果发现，垢样中有 98.67%的成分溶于 2%的盐酸，酸溶时产生大量气泡，经检测主要是 CO₂ 气体，即垢样中主要成分是碳酸盐。水不溶物的含量很高，说明垢样中几乎没有易溶于水的一价金属盐和二价金属盐。有机成分的质量分数为 0.34%，灼烧残余物为 57.62%。碳酸钙的热分解温度约 900 ℃，碳酸镁的分解温度约 800 ℃。这说明垢样中碳酸盐含量很高，含有碳酸钙、碳酸镁等不溶于水的二价碳酸盐。成分检测结果显示，碳酸钙的质量分数达到 88.09%，未检测到明显硫化物存在。

2.3 腐蚀产物分析结果

对腐蚀产物进行形貌和成分分析，结果如图 3 所示。腐蚀产物呈疏松堆积状，堆积不均匀，腐蚀产物（积垢）疏松、易剥落，存在大量腐蚀空洞。选两处

位置（位点 1、位点 2）进行元素测量，结果见表 2。从表 2 可以发现，位点 1 和位点 2 处元素成分一致，表明垢样的成分相对均匀。元素 Fe、O、C 含量较高，与前文管道发生 CO₂ 腐蚀的结论一致。Fe、O 元素的存在，说明样品中含有铁的腐蚀产物。垢样中存在 Na、Mg、Al、Cu、Ca 等元素，其原因是污水中矿化离子在管壁的附着或沉积。

2.4 腐蚀影响因素分析结果

2.4.1 污水处理工艺流程

污水处理系统中污水的来源有两个：三相分离器、热化学脱水器分离出的地层采出水 and 晒水池中的水。晒水池是一个露天的大水池，晒水池中的水经过了充分的曝氧，为污水处理系统内腐蚀提供了氧化剂。同时，SSF 装置并非完全密封，单阀过滤罐有通气孔，需要定期打开通气孔维持内部压力，为处理系统带入氧气，加剧了腐蚀，污水处理工艺中带入的 O₂ 是造成腐蚀的原因之一。

表 1 管道垢样分析结果
Tab.1 Analysis results of pipeline scale %

Project	Insoluble matter			Burn residue (1000 ℃)	FeO	Fe ₂ O ₃	MgCO ₃	CaCO ₃	Sulfide	Other ions
	Distilled water	Acid	Organic solvents							
Results	98.67	1.33	99.66	57.62	0.047	0.006	2.72	88.09	—	9.137

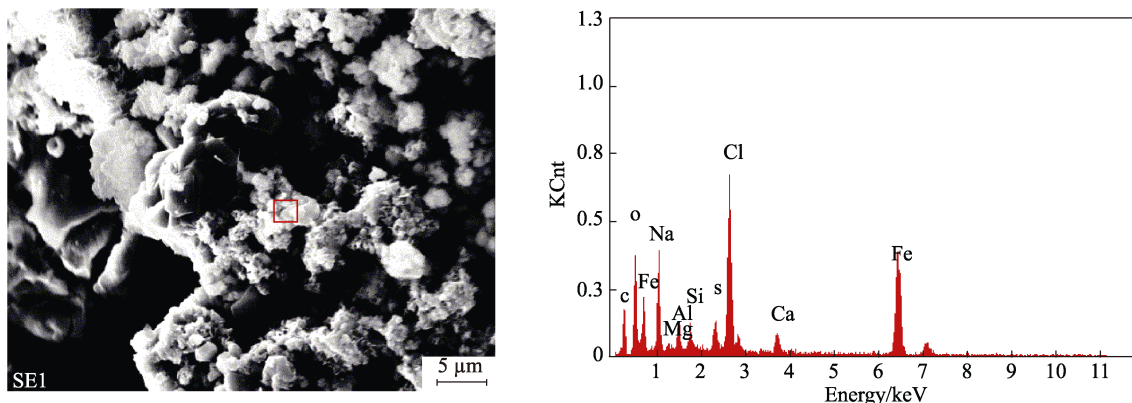


图 3 腐蚀产物形貌及成分分析结果

Fig.3 Results of morphology and composition analysis of corrosion products

表 2 腐蚀产物元素含量测试结果

Tab.2 Test results of element content of corrosion products

Element content	C	Fe	O	Cl	Na	Ca	S	Si	Al	Mg	%
Site 1	28.94	25.95	17.86	11.52	8.94	1.86	1.82	1.34	1.6	0.17	
Site 2	37.16	28.96	22.32	4.44	2.09	1.58	1.82	1.82	0.86	0.69	

2.4.2 污水水质成分

在污水处理系统具有代表性的三相分离器与压力缓冲罐之间(1#)、晒水池(2#)、污水压力沉降罐与事故罐之间(3#)、事故罐与SSF悬浮污泥过滤装置之间(化学药剂加注点前后,4#、5#)、SSF装置与700方水罐之间(6#)、700方水罐与水泵之间(7#)、水泵与站外阀组配水之间(8#)等8处位置进行取样,进行pH、水质成分分析,结果见表3。

从结果可知,现场直接检测,2#水样pH相对较高(6.50),其他7个水样pH值较低,略高于6。静置7天后,2#水样pH变化较小,其他7个水样pH

值有所上升。2#水样来自晒水池,其他7处水样为地层采出水,由此可以推断使水样pH较低的原因是由于水样中溶解有易挥发的酸性气体。从水样分析的数据看,水中含有一定量的 HCO_3^- ,由此判断此酸性气体为 CO_2 。采出水中的 CO_2 是造成腐蚀发生的原因之一。同时,检测结果显示,污水的矿化度高达 10^5 mg/L 以上,通常将矿化度大于 $2 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 的称为重腐蚀采出水,会加速电化学腐蚀。 Cl^- 质量浓度都在 $(6 \sim 7) \times 10^4 \text{ mg/L}$, Cl^- 吸附在金属表面,与金属离子结合,生成可溶性氯化物,形成孔径很小的孔蚀活动中心,在“自催化酸化作用”下,将孔蚀沿重力方向继续深化,最终致使管线腐蚀穿孔。

表 3 典型位置水质分析结果

Tab.3 Water quality analysis results at typical locations

Water sample	pH value		Ion concentration/($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)									
	Field measurement results	Test results after standing for 7 days	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Total		
										Anion	Cation	Salinity
1#	6.08	6.31	5271	527.4	31 090	799.7	69 900	460.5	177	60 454	37 690	108 230
2#	6.50	6.57	6450	611.5	35 920	931.7	68 700	481.6	180	6 9360	43 910	113 300
3#	6.17	6.59	5507	515.9	32 110	778.3	75 400	463.0	196	7 6060	38 910	114 970
4#	6.14	6.64	5580	539.9	32 430	846.5	77 500	473.9	206	7 8180	39 400	117 600
5#	6.11	6.44	5465	526.1	31 040	816.9	62 100	454.9	155	6 2710	37 850	100 600
6#	6.09	6.45	5441	525.8	31 240	840.1	62 300	461.7	171	6 2930	38 050	101 000
7#	6.16	6.55	6446	578.8	32 380	912.8	61 600	460.8	171	6 2230	40 320	102 500
8#	6.10	6.42	6442	553.8	31 420	829.7	61 700	455.9	159	6 2310	39 250	101 600

2.4.3 缓蚀剂

现场腐蚀监测结果显示,SSF装置出口至站外配水间管线和设备腐蚀速率较大,因此通过研究缓蚀剂在4#、5#、6#、7#、8#五处典型位置现场取样水和

模拟水中的缓蚀效果,研究缓蚀剂对腐蚀的影响。4#水样中含有一定量的缓蚀剂,加入净水剂、絮凝剂、助凝剂后即成为5#水样。经过SSF处理装置处理后,在SSF装置与700方水罐之间取样为6#现场水样,

在 700 方水罐与水泵之间取样为 7#现场水样，在水泵与站外阀组配水间取样为 8#现场水样。试验温度为 50 ℃，压力为 18 MPa，流速为 1 m/s，钢片材质为 20#钢，溶液为 CO₂ 饱和现场取样水和模拟水，挂片试验结果见表 4。

表 4 缓蚀剂对腐蚀的影响结果
Tab.4 Effect of corrosion inhibitor on corrosion

Me- dium	Inhibitor concentration/ (mg·L ⁻¹)	4#	5#	6#	7#	8#
Site water	Blank	0.2978	2.4412	2.5954	2.7246	2.6456
	160	0.0656	0.0798	0.0699	0.0658	0.0644
Simu- lated water	Blank	1.8544	2.0142	1.9665	1.9901	1.9721
	160	0.0822	0.0817	0.0789	0.0681	0.0929

从试验结果可知，在现场取样水中，不含净水剂、絮凝剂、助凝剂的 4#现场水样，空白腐蚀速率较小，原因是 4#现场水样前端加注了缓蚀剂。同时含有净水剂、絮凝剂、助凝剂后的 5#、6#、7#、8#四种现

场水样，空白腐蚀速率差别不大，但相比 4#现场水样空白腐蚀速率增大明显，说明净水剂、絮凝剂、助凝剂三种药剂明显降低了缓蚀剂的缓蚀效果。未添加净水剂、絮凝剂、助凝剂、缓蚀剂的五种模拟水样，空白腐蚀速率差别不大。添加 160 mg/L 现场用缓蚀剂后，现场水样和模拟水样的腐蚀均可得到有效控制，腐蚀速率降低到 0.1 mm/a 以下。

2.4.4 污水处理药剂

现场腐蚀检测数据和现场取样水实验室模拟试验结果表明，添加净水剂（聚合氯化铝）、絮凝剂（聚丙烯酰胺）、助凝剂（膨润土）后，现场水样中的腐蚀速率比未添加之前明显增大。因此，以 4#模拟水为试验介质，分别添加三种药剂及缓蚀剂，进行高温高压釜模拟，通过腐蚀速率对比，研究三种药剂对缓蚀剂的缓蚀效率影响。试验温度为 50 ℃，压力为 18 MPa，流速为 1 m/s，钢片材质为 20#钢，溶液为 CO₂ 饱和模拟水，净水剂、絮凝剂、助凝剂、缓蚀剂添加浓度分别为 150、0.3、60、160 mg/L，试验结果见表 5。

表 5 三种药剂对缓蚀剂缓蚀性能的影响
Tab.5 Effect of three oilfield chemicals on corrosion inhibition performance of corrosion inhibitor

NO.	Test content	Static test results/(mm·a ⁻¹)	Dynamic test results/(mm·a ⁻¹)
1	Blank	1.2515	1.8544
2	Blank+inhibitor (160 mg/L)	0.0238	0.0822
3	Blank+water purifying agent (150 mg/L)	0.9565	0.6674
4	Blank+Water purifying agent (150 mg/L)+inhibitor (160 mg/L)	0.0250	0.1813
5	Blank+flocculant (0.3 mg/L)	0.9474	0.8627
6	Blank+flocculant (0.3 mg/L)+inhibitor (160 mg/L)	0.0178	0.2624
7	Blank+coagulant aid (60 mg/L)	0.6256	0.3530
8	Blank+coagulant aid (60 mg/L)+inhibitor (160 mg/L)	0.0185	0.2181
9	Blank+water purifying agent (150 mg/L)+flocculant (0.3 mg/L)+coagulant aid (60 mg/L)	0.8742	0.7672
10	Blank+inhibitor (160 mg/L)+water purifying agent (150 mg/L)+flocculant (0.3 mg/L)+coagulant aid(60 mg/L)	0.0263	0.3069

从试验结果可知，分别添加三种药剂后，相对于空白试验，腐蚀速率都有一定程度下降，说明三种药剂对腐蚀都有一定的抑制作用，但抑制作用有限。在静态条件下，三种药剂对缓蚀剂的缓释效果影响不大，而在动态条件下，三种药剂对缓蚀剂的缓蚀效果有一定降低作用。本项目所用缓蚀剂为咪唑啉类缓蚀剂，具有物理和化学双重吸附作用。缓蚀机理是通过分子中的极性基团吸附在金属表面，改变金属的双电层结构，提高金属离子化过程的活化能，而缓蚀剂分子中的非极性基团远离金属表面作定向排列，形成一层憎水的保护膜，成为腐蚀反应物扩散的屏障，从而使腐蚀反应得到抑制。添加剂净水剂（聚合氧化铝）、絮凝剂（聚丙烯酰胺）、助凝剂（膨润土）后，三种药剂在金属表面附着后占据点位，一定程度上阻止了

介质与金属的接触，具有一定的缓蚀作用。在静态条件下，三种药剂与缓蚀剂覆盖在钢片表面，形成的膜相对比较稳定，起到较好的保护作用。在动态条件下，三种药剂占据的吸附点位形成的膜不稳定易脱落，使得钢片表面成膜过程受到限制，缓蚀效率降低。

3 结论

输送介质中溶解的二氧化碳、高浓度氯离子、氧是导致 SSF 净化装置内腐蚀的主要原因，添加缓蚀剂能有效控制 SSF 污水处理系统内腐蚀。

在 50 ℃，压力为 18 MPa 条件下，缓蚀剂能有效控制 SSF 污水处理系统内腐蚀，污水处理用净水剂、絮凝剂、助凝剂对腐蚀有一定抑制作用。

在动态条件下, 净水剂、絮凝剂、助凝剂降低了缓蚀剂的缓蚀效果; 在静态条件下, 三种添加剂对缓蚀剂的缓蚀效果影响较小。

参考文献:

- [1] 曲虎, 刘静, 马梓涵. 油田污水腐蚀影响因素研究[J]. 应用化工, 2011, 40(6): 1062-1065.
QU Hu, LIU Jing, MA Zi-han. Study on Influencing Factors of Oilfield Sewage Corrosion[J]. Applied Chemical Engineering, 2011, 40(6): 1062-1065.
- [2] 王玉龙, 师仰林, 马飞, 等. 油田污水腐蚀速率的影响因素[J]. 石化技术, 2016, 23(12): 26.
WANG Yu-long, SHI Yang-lin, MA Fei, et al. Influencing Factors of Corrosion Rate of Oilfield Sewage[J]. Petrochemical Technology, 2016, 23 (12): 26.
- [3] 卢会霞, 刘滨, 王泽霖, 等. 中原油田采油污水腐蚀因素灰关联分析[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2004(1): 68-71.
LU Hui-xia, LIU Bin, WANG Ze-lin, et al. Grey Correlation Analysis on Corrosion Factors of Produced Water in Zhongyuan Oilfield[J]. Journal of Xi'an Petroleum University: Natural Science Edition, 2004(1): 68-71.
- [4] 傅朝阳, 罗逸, 郑家荣, 等. 中原油田气井油管腐蚀因素灰关联分析[J]. 天然气工业, 2000, 20(1): 74-77.
FU Chao-yang, LUO Yi, ZHENG Jia-shen, et al. Grey Correlation Analysis of Corrosion Factors of Gas Well Tubing in Zhongyuan Oilfield[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(1): 74-77.
- [5] 刘丽玲, 袁国翠, 牛耀玉, 等. 宝浪油田污水腐蚀影响因素[J]. 腐蚀与防护, 2014, 35(5): 517-520.
LIU Li-ling, YUAN Guo-cui, NIU Yao-yu, et al. Influencing Factors of Sewage Corrosion in Baolang Oilfield[J]. Corrosion and Protection, 2014, 35(5): 517-520.
- [6] 卢会霞, 屈撑囤, 卜绍峰. 中原油田采油污水腐蚀因素研究[J]. 石油与天然气化工, 2004, 33(2): 122-125.
LU Hui-xia, QU Cheng-tun, BU Shao-feng. Study on Corrosion Factors of Produced Water in Zhongyuan Oilfield[J]. Petroleum and Natural Gas Chemical Industry, 2004, 33(2): 122-125.
- [7] 郭稚弧, 朱超, 楚喜丽, 等. Q235 钢在油田注水系统中的腐蚀及其影响因素的研究[J]. 腐蚀与防护, 1999, 20(4): 151-153.
GUO Zhi-hu, ZHU Chao, CHU Xi-li, et al. Corrosion and Protection of Q235 Steel in Oilfield Water Injection System and Its Influencing Factors[J]. Corrosion and Protection, 1999, 20(4): 151-153.
- [8] 于良民, 赵海洲, 刘璐. 油田注水管道的腐蚀现状及防腐措施[J]. 中国涂料, 2006, 21(1): 31-33.
YU Liang-min, ZHAO Hai-zhou, LIU Lu. Corrosion Status and Anti-corrosion Measures of Oilfield Water Injection Pipeline[J]. China National Coatings, 2006, 21(1): 31-33.
- [9] 聂宝维, 刘立, 屈撑囤, 等. 双河联合站回注水系统腐蚀因素[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(5): 437-440.
NIE Bao-wei, LIU Li, QU Cheng-tun, et al. Corrosion Factors of Reinjection Water System in Shuanghe Combined Station[J]. Corrosion and Protection, 2012, 33(5): 437-440.
- [10] 龙媛媛, 柳言国, 杨为刚. 胜利油田东辛永 921 站注入水腐蚀原因研究与防护[J]. 石油工程建设, 2009, 35(2): 43-45.
LONG Yuan-yuan, LIU Yan-guo, YANG Wei-gang. Corrosion Causes and Protection of Injection Water in Dongxinyong 921 Station of Shengli Oilfield[J]. Petroleum Engineering Construction, 2009, 35(2): 43-45.
- [11] 李玲杰, 杜宁波, 崔健军, 等. 长庆油田某采油厂集输管道内腐蚀原因及腐蚀机理[J]. 腐蚀与防护, 2020, 41(2): 69-73.
LI Ling-jie, DU Ning-bo, CUI Jian-jun, et al. Internal Corrosion Causes and Corrosion Mechanism of Gathering Pipeline in an Oil Production Plant of Changqing Oilfield[J]. Corrosion and Protection, 2020, 41(2): 69-73.
- [12] 郑家荣, 吕战鹏. 二氧化碳腐蚀机理及影响因素[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 134-139.
ZHENG Jia-shen, LYU Zhan-peng. Mechanism and Influencing Factors of Carbon Dioxide Corrosion[J]. Acta Petroleum Sinica, 1995, 16(3): 134-139.
- [13] 魏爱军, 霍富永, 蒋华义. X80 钢的 CO₂ 腐蚀电化学行为与机理研究[J]. 腐蚀与防护, 2011, 32(12): 933-943.
WEI Ai-jun, HUO Fu-yong, JIANG Hua-yi. Study on Electrochemical Behavior and Mechanism of CO₂ Corrosion of X80 Steel[J]. Corrosion and Protection, 2011, 32(12): 933-943.
- [14] 唐和清, 郭稚弧. 硫酸盐还原菌对碳钢腐蚀的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 1991(1): 46-54.
TANG He-qing, GUO Zhi-hu. Effect of Sulfate Reducing Bacteria on Corrosion of Carbon Steel[J]. Chinese Journal of Corrosion and Protection, 1991(1): 46-54.
- [15] 贺三, 姜锦涛, 袁宗明. Cl⁻对 CO₂ 环境下的碳钢腐蚀影响[J]. 全面腐蚀控制, 2012(6): 42-44.
HE San, JIANG Jin-tao, YUAN Zong-ming. Effect of Cl⁻ on Carbon Steel Corrosion in CO₂ Environment[J]. Comprehensive Corrosion Control, 2012(6): 42-44.
- [16] 刘瑞刚, 金玉刚, 夏静森, 等. P110 碳钢在 CO₂ 多相流介质中的腐蚀特征[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2010(5): 13-16.
LIU Rui-gang, JIN Yu-gang, XIA Jing-sen, et al. Corrosion Characteristics of P110 Carbon Steel in CO₂ Multi-phase Flow Medium[J]. Petrochemical Corrosion and Protection, 2010(5): 13-16.
- [17] 李玲杰, 韩文礼, 杨耀辉, 等. 缓蚀剂类型和含水率对碳钢在 H₂S/CO₂ 环境中腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2017, 38(10): 795-799.
LI Ling-jie, HAN Wen-li, YANG Yao-hui, et al. Effect of Inhibitor Type and Moisture Content on Corrosion Behavior of Carbon Steel in H₂S/CO₂ Environment[J]. Corrosion and Protection, 2017, 38(10): 795-799.

- [18] 聂凯斌, 刘松慧, 张利中, 等. 月桂酰缓蚀剂在柠檬酸介质中对 Q235 碳钢的缓蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2017, 38(1): 35-39.
NIE Kai-bin, LIU Song-hui, ZHANG Li-zhong, et al. Inhibition Behavior of Lauroyl Corrosion Inhibitor on Q235 Carbon Steel in Citric Acid Medium[J]. Corrosion and Protection, 2017, 38(1): 35-39.
- [19] 李国敏, 李爱魁, 郭兴蓬. 松香胺类 RA 缓蚀剂对碳钢在高压 CO₂ 体系中缓蚀机理研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2004, 16(3): 125-128.
LI Guo-min, LI Ai-kui, GUO Xing-peng. Corrosion Inhibition Mechanism of Rosin Amine RA Inhibitor for Carbon Steel in High Pressure CO₂ System[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2004, 16(3): 125-128.
- [20] 李玲杰, 张彦军, 杨耀辉, 等. 一种新型胺基磷酸酯水溶缓蚀剂的合成及其缓蚀性能[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(9): 663-666.
LI Ling-jie, ZHANG Yan-jun, YANG Yao-hui, et al. Synthesis and Corrosion Inhibition Performance of a Novel Amine Phosphate Water Soluble Corrosion Inhibitor[J]. Corrosion and Protection, 2019, 40(9): 663-666.
- [21] 陈庆国, 李玲杰, 韩文礼, 等. 一种二酰胺基吡啶季铵盐的合成及其缓蚀性能[J]. 腐蚀与防护, 2020, 41(2): 28-32.
CHEN Qing-guo, LI Ling-jie, HAN Wen-li, et al. Synthesis and Corrosion Inhibition Performance of a Diamino-pyridine Quaternary Ammonium Salt[J]. Corrosion and Protection, 2020, 41(2): 28-32.