

陕北气田气井腐蚀速率影响因素及规律

薛丹, 胡敏

(西安石油大学 化学化工学院, 西安 710065)

摘要:目的 选择恰当、高效防腐对策以提高气田开发经济效益,保证气井安全生产。方法 对陕北某气田的水质进行全面分析,并以通入饱和 CO_2 的气田气井产出水作为腐蚀介质,通过静态失重法探讨温度、矿化度、体系酸碱度、水介质中 CO_2 含量、 H_2S 含量、溶解氧含量、 HCO_3^- 含量、 Cl^- 含量对设备管道腐蚀性的影响及其腐蚀规律。结果 陕北某气田的气井产出水矿化度约为 50 000 mg/L,且 Cl^- 、 HCO_3^- 含量偏高,水样呈弱酸性,pH 值约 6.5;腐蚀速率随水介质中 CO_2 含量、 H_2S 含量、溶解氧含量、 HCO_3^- 含量、 Cl^- 含量增加均呈增加趋势,在 50 °C 时最大达到 0.352 mm/a,pH 值为 7 时最小为 0.250 mm/a。结论 陕北某气田设备管道的腐蚀主要表现为 O_2 腐蚀和 CO_2 腐蚀。

关键词: 陕北气田; 腐蚀; 静态失重法; 矿化度; 温度

中图分类号: TG172.5 文献标识码: A 文章编号: 1001-3660(2016)02-0169-06

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.02.027

Factors and Rules Affecting Gas Well Corrosion Rate in Shanbei Gasfield

XUE dan, HU Min

(College of Chemistry and Chemical Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

ABSTRACT: Objective To choose appropriate and efficient anti-corrosion measures so as to improve economic benefit and ensure safety of oilfield production. Methods In the paper, water quality of Shanbei gasfield was analyzed and the gas field water from gas well replenished with saturated CO_2 was taken as corrosive medium. The influences of temperature, salinity, systematic pH, CO_2 content and H_2S content in the water, dissolved oxygen content, HCO_3^- content and Cl^- content on the equipment pipeline corrosion and the corrosion pattern were discussed by static weight-loss method. Results The water from Shanbei gasfield had the salinity reaching about 50 000 mg/L, Cl^- and HCO_3^- contents were relatively high, the water sample was weak acidic, the pH value was around 6.5. The corrosion rate increased with the increasing in contents of CO_2 , H_2S , dissolved oxygen, HCO_3^- and Cl^- in the water medium, the corrosion rate reached the maximum 0.352 mm/a at 50 °C and the lowest 0.250 mm/a when the pH value was 7. Conclusion Corrosion of equipment pipelines of Shanbei gasfield is mainly O_2 corrosion and CO_2 corrosion.

KEY WORDS: Shanbei gasfield; corrosion; static weight-loss method; salinity; temperature

由于天然气中含有 H_2S 、 CO_2 、水等腐蚀性介质,井下油管会发生严重的腐蚀破坏^[1],导致抽油杆拉

收稿日期: 2015-11-10; 修订日期: 2015-12-23

Received: 2015-11-10; Revised: 2015-12-23

作者简介: 胡敏(1990—),女,硕士研究生,主要研究方向为油田化学。

Biography: HU Min(1990—), Female, Mater graduate student, Research focus: oilfield chemistry.

通讯作者: 薛丹(1977—),女,在读博士,主要研究方向为油田化学。

Biography: XUE Dan(1977—), Female, Ph. D candidate, Research focus: oilfield chemistry.

断、井筒的油管和套管穿孔、断裂脱落、技术套管破裂等事故发生,严重威胁石油天然气工业的安全与稳定生产^[2-4],给经济带来十分重大的损失^[5]。陕北某气田气井因刚投产不久,有关腐蚀介质 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 、矿化度等气田腐蚀因素的数据量少,在实际生产过程中由于缺乏对腐蚀环境下的腐蚀主控因素及相关腐蚀规律的研究,导致气井的生产成本大大提高。本文通过静态挂片法探究体系中 CO_2 、 H_2S 、溶解氧、酸碱度、温度、 HCO_3^- 、 Cl^- 等因素对气井井筒材质腐蚀速率的影响。

1 实验

采用静态失重法测试腐蚀速率,材料为符合 SY-5273 标准的 Q235-A(A3) 钢片,规格为 76 mm×13 mm×1.5 mm。实验用水为陕北某气田水样,该水样矿化度为 50000 mg/L, CaCl_2 水型, pH 值约为 6.5。

量取 3000 mL 气田水样至具塞广口瓶中,向其中通入 CO_2 气体,每隔 15 min 取样作为测试溶液,同时测定试样中 CO_2 含量。在一定温度下,测定不同 CO_2 含量下气田水样对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

量取 3000 mL 已饱和 CO_2 的气田水样至具塞广口瓶中,向其中通入 H_2S 气体,每隔 30 min 取样作为测试溶液,同时测定试样中 H_2S 含量。在一定温度下,测定不同 H_2S 含量下气田水样对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

量取 3000 mL 已饱和 CO_2 的气田水样至具塞广口瓶中,向其中通入 O_2 气体,每隔 30 min 取样作为测试溶液,同时测定试样中溶解氧含量。在一定温度下,测定不同溶解氧含量下气田水样对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

量取 500 mL 已饱和 CO_2 的气田水样至具塞广口瓶中,平行量取 5 份,用盐酸或氢氧化钠溶液调节水样 pH 值分别为 5、6、7、8、9,作为测试溶液,在一定温度下,测定不同 pH 条件下气田水样对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

量取 500 mL 已饱和 CO_2 的气田水样作为测试溶液,分别在 20、40、60、80 °C 下测定气田水样对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

在确保 NaCl 、 CaCl_2 、 MgCl_2 、 NaHCO_3 、 Na_2SO_4 等含量配比不变的情况下,配制矿化度分别为 10 000、20 000、50 000、100 000、150 000、200 000 mg/L 的矿化水,用饱和 CO_2 溶液为测试溶液,测定不同矿化水

对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

在其他物质配比均不变的情况下,配制碳酸氢钠质量浓度分别为 400、500、600、700、850 mg/L 的矿化水作为腐蚀介质,测定不同 HCO_3^- 质量浓度对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

在其他物质配比均不变的情况下,配制 Cl^- 质量浓度分别为 20 000、30 000、40 000、50 000、60 000 mg/L 的矿化水作为腐蚀介质,测定不同 Cl^- 质量浓度对 A3 钢片的腐蚀速率的影响。

2 结果与讨论

2.1 CO_2 含量对腐蚀速率的影响

干燥的 CO_2 气体本身是没有腐蚀性的,但 CO_2 溶解于水生成碳酸溶液,溶液中的 H_2CO_3 和 Fe 反应使 Fe 腐蚀^[6], CO_2 腐蚀程度在很大程度上取决于 CO_2 在水溶液中的溶解度^[7]。50 °C 时,腐蚀介质中 CO_2 含量对腐蚀速率的影响实验结果如图 1 所示。

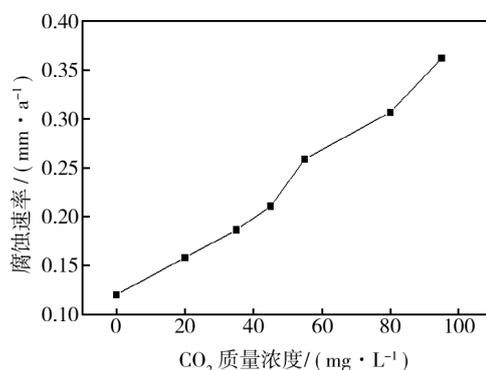


图1 常温下腐蚀介质中 CO_2 质量浓度与腐蚀速率的关系
Fig. 1 The relationship between of CO_2 content and corrosion rate in corrosion medium under the normal temperature

由图 1 可知,腐蚀速率随着 CO_2 含量的增加而增大。当 CO_2 质量浓度低于 45 mg/L,腐蚀速率平稳增大;超过 45 mg/L 时,腐蚀速率明显增大;95 mg/L 时,腐蚀速率达到最大值 0.362 mm/a。这是由于溶解在水中的 CO_2 与水反应生成碳酸,碳酸进一步电离出 H^+ ,与 Fe 发生置换反应生成 FeCO_3 和 H_2 ,造成金属腐蚀。随着溶液中的 CO_2 增多,溶液中 H^+ 浓度增大,促进了反应不断发生,从而导致腐蚀速率显著增大。

2.2 H_2S 含量对腐蚀速率的影响

H_2S 作为油气田生产的伴生气之一,易溶于水对

管道设备产生腐蚀破坏。在 50 °C 条件下,以通有饱和 CO₂ 和溶有 H₂S 的实验水样作为腐蚀介质,所测 H₂S 含量对腐蚀速率的影响实验结果如图 2 所示。

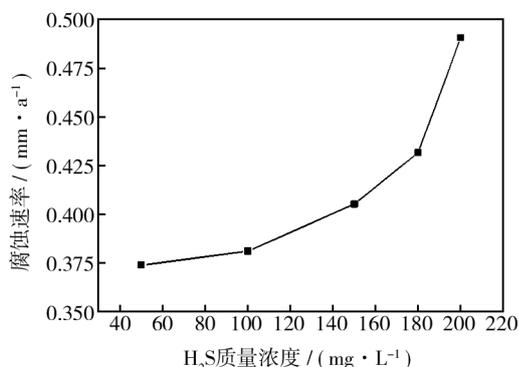


图 2 常温下腐蚀介质中 H₂S 质量浓度与腐蚀速率的关系
Fig. 2 The relationship between H₂S content and corrosion rate in corrosion medium under the normal temperature

由图 2 可知,腐蚀速率随 H₂S 质量浓度的增加而增大,当体系中 H₂S 质量浓度为 200 mg/L 时,腐蚀速率达到 0.4908 mm/a。这是由于 H₂S 腐蚀是一个氢去极化过程,H₂S 在水中电离产生 H⁺、HS⁻、S²⁻ 等离子,铁作为腐蚀电池的阳极发生反应 $\text{Fe}-2\text{e}^{-}\rightarrow\text{Fe}^{2+}$,阴极反应为 $2\text{H}^{+}+2\text{e}^{-}\rightarrow\text{H}_{\text{ad}}+\text{H}_{\text{ad}}\rightarrow\text{H}_{2}\uparrow$,因此,H₂S 含量增加,溶液中 H⁺ 浓度随着增大,促进阴极反应,腐蚀速率增大。

2.3 溶解氧含量对腐蚀速率的影响

在 50 °C 条件下,测试了溶有饱和 CO₂ 的腐蚀介质中溶解氧对腐蚀速率的影响,实验结果如图 3 所示。

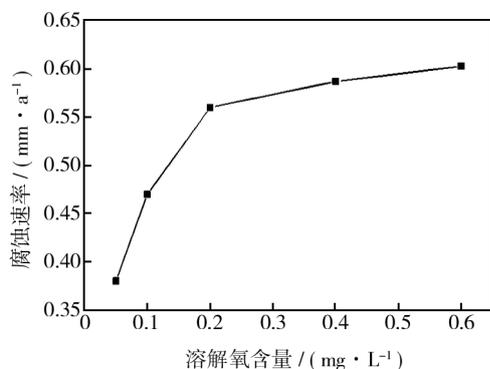


图 3 常温下腐蚀介质中溶解氧含量与腐蚀速率的关系
Fig. 3 The relationship between dissolved oxygen content and corrosion rate in corrosion medium under the normal temperature

由图 3 可知,氧含量低于 0.2 mg/L 时,腐蚀速率随含氧量的增加迅速增大,并且近似地呈现一种线性关系;当氧含量高于 0.2 mg/L 时,腐蚀速率随氧含量的进一步增加缓慢增大。这是因为在水溶液中,O₂ 参与了腐蚀的阴极反应,Fe 的溶解构成了腐蚀电池,氧作用加速了腐蚀。反应如下:阳极: $\text{Fe}\rightarrow\text{Fe}^{2+}+2\text{e}^{-}$;阴极: $\text{O}_2+2\text{H}_2\text{O}+4\text{e}^{-}\rightarrow 4\text{OH}^{-}$ 溶解氧在水中有双重作用,溶解氧含量较低时,由于保护性氧化膜很难形成,溶解氧将促进金属腐蚀;含量较高时,可使金属表面形成氧化膜而减弱腐蚀。

2.4 体系 pH 值对腐蚀速率的影响

在 50 °C 条件下,溶有饱和 CO₂ 的腐蚀介质在不同 pH 值下对腐蚀速率的影响结果如图 4 所示。

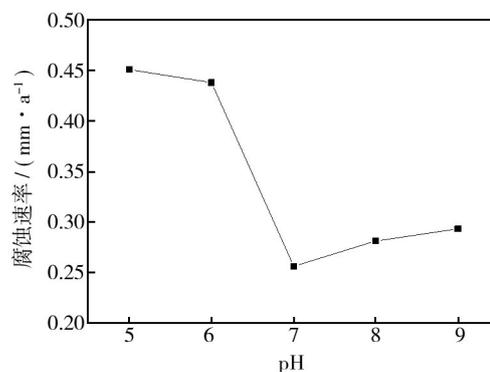


图 4 常温下体系 pH 与腐蚀速率的关系
Fig. 4 The relationship between systematic pH content and corrosion rate under the normal temperature

由图 4 可知,pH 值介于 5~9,腐蚀速率随体系 pH 值增大先急剧降低后缓慢增大,当 pH 值为 7 时,腐蚀速率最小。这是因为在一定电位条件下,阳极溶解速度与 OH⁻ 浓度成正比,当体系 pH 值小于 5 时,阳极溶解不受 pH 影响;但随体系 pH 值增加,H⁺ 浓度减小,氢离子阴极还原速度下降,腐蚀速率随之减小^[8]。pH 值在 4~7 范围内变化时,腐蚀速率会随着 pH 值的增大而减小。这是因为当钢发生腐蚀时,其腐蚀反应的阴极过程是由两个去极化的过程组成,即 H⁺ 的去极化和氧的去极化。随着溶液的 pH 值增加,水中 H⁺ 浓度降低,金属腐蚀过程中 H⁺ 去极化的阴极反应受到抑制,故钢片的腐蚀速率随 pH 值的增加而降低。

2.5 温度对腐蚀速率的影响

温度是影响腐蚀的重要因素,而且温度对腐蚀速

率的影响较为复杂,主要是通过腐蚀产物膜的形成和状态来体现^[9]。在通饱和CO₂的腐蚀介质中,温度对腐蚀速率的影响实验结果如图5所示。

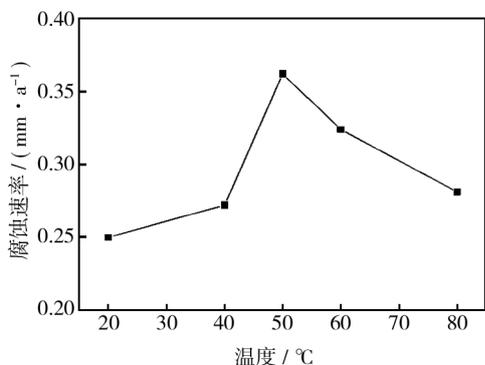


图5 温度与腐蚀速率的关系

Fig. 5 The relationship between temperature and corrosion rate

由图5可知,随着温度的上升,腐蚀速率先升高后逐渐降低,在50℃时腐蚀速率最大。这是因为:温度对腐蚀速率的影响主要是通过腐蚀产物膜的形成和状态来体现^[10]。在一定温度范围内,Fe在CO₂溶液中的溶解速度随温度的升高而增大,但温度较高时,当Fe表面生成致密的腐蚀产物膜(FeCO₃)后,Fe的溶解速度随温度升高而降低,前者加剧腐蚀,后者有利于保护膜的形成,造成复杂的关系^[11]。

2.6 矿化度对腐蚀速率的影响

气井水中通常都含有一定量的NaCl、CaCl₂和MgCl₂,这些矿物质的存在会导致套管出现不同程度的腐蚀现象。对于低矿化度地层水中的钢的腐蚀,人们已经进行了较为深入的研究,Schmitt等认为Ca²⁺和Mg²⁺含量的增加会加速腐蚀^[12]。但是也有研究表明,随着Ca²⁺和Mg²⁺含量的增加会使钢的腐蚀速率先增加后减小^[13],Cl⁻含量增加可能导致点蚀的产生和加速腐蚀^[14]。因此,研究矿化度对腐蚀速率的影响规律非常必要。在50℃条件下,向配制的不同矿化度的腐蚀介质中通CO₂至饱和,所测矿化度对腐蚀速率的影响实验结果如图6所示。

由图6可知,在低矿化度范围内,腐蚀速率随着矿化度的增加而增大,至矿化度为50 000 mg/L时,在曲线上出现一个最高点,腐蚀速率达到最大;含量超过50 000 mg/L时,腐蚀速率出现明显的下降趋势。这是因为随着矿化度的增加,污水的导电性增大,腐蚀性增大;但是矿化度足够大时会明显引起水中氧气的溶解度降低,腐蚀性反而下降。

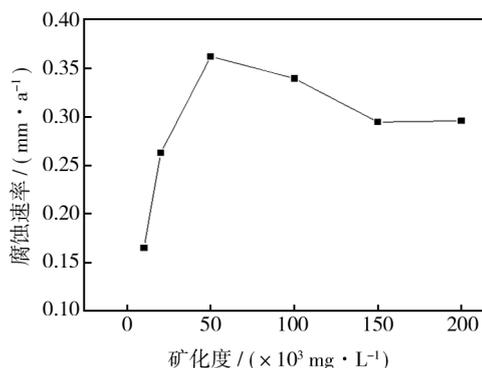


图6 常温下矿化度与腐蚀速率的关系

Fig. 6 The relationship between salinity and corrosion rate under the normal temperature

2.7 HCO₃⁻含量对腐蚀速率的影响

HCO₃⁻不仅可以水解产生CO₃²⁻与Fe形成腐蚀产物膜FeCO₃,还可以抑制FeCO₃的溶解,促进钝化膜的形成。同时,在有Ca²⁺、Mg²⁺存在的条件下可形成(Ca,Fe)CO₃、(Ca,Mg)CO₃等诸多复杂化合物,对金属基体有较好的保护作用,然而产物膜的形态也会影响腐蚀进程。图7是HCO₃⁻含量对腐蚀速率的影响结果。

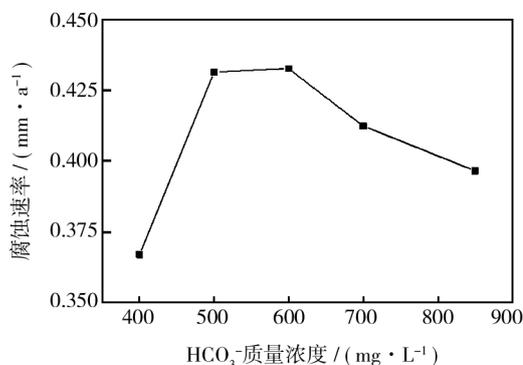


图7 常温下HCO₃⁻质量浓度与腐蚀速率的关系

Fig. 7 The relationship between HCO₃⁻ content and corrosion rate under the normal temperature

由图7可见,腐蚀速率随HCO₃⁻质量浓度的升高呈先增后减的趋势。HCO₃⁻对腐蚀的影响主要体现在两个方面:

1) 在低含量时,HCO₃⁻作为阴极的去极化剂,发生化学反应2HCO₃⁻+2e⁻→H₂+CO₃²⁻,加快阴极反应过程,使腐蚀速度增大。

2) 在高含量时,HCO₃⁻水解产生大量的CO₃²⁻,CO₃²⁻与溶液中Fe²⁺反应生成腐蚀产物膜FeCO₃,这种膜结构致密,对金属基体具有很强的保护作用。此

外,由于高质量浓度的 HCO_3^- 溶液会使钝化电位区间增大,击穿电位增大,点蚀的敏感性降低,因此 HCO_3^- 的存在还会抑制 FeCO_3 的溶解。

这两方面的作用结果表现为前者加速腐蚀,后者抑制腐蚀,从腐蚀速率结果来看,随着 HCO_3^- 含量增大,其抑制作用占据主导,从而使得腐蚀速率降低。

2.8 Cl^- 含量对腐蚀速率的影响

该气田产出水中的溶解盐对气井管柱的腐蚀有显著的影响,其中 Cl^- 因其离子半径小,极易穿透保护膜,并且 Cl^- 容易在金属表面吸附而影响腐蚀产物膜的形成,因此研究 Cl^- 含量对腐蚀速率的影响具有重要意义^[15-16]。50℃时,实验用水通饱和 CO_2 的条件下,测定了不同 Cl^- 质量浓度下的钢片的腐蚀速率,实验结果如图8所示。

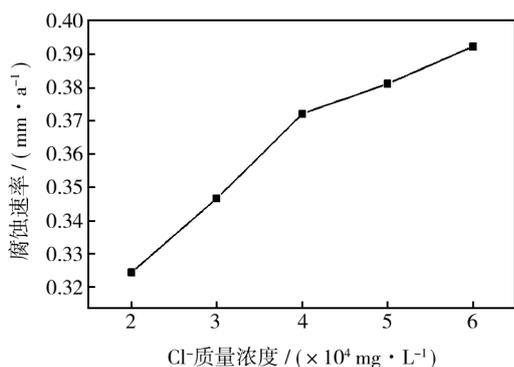


图8 常温下 Cl^- 质量浓度与腐蚀速率的关系

Fig. 8 The relationship between Cl^- content and corrosion rate under the normal temperature

由图8可知,在实验范围内,钢片的腐蚀速率随 Cl^- 质量浓度的增大而增大。这是因为在低质量浓度时, Cl^- 可以增加阳极反应电流,促进阳极溶解速度从而加快腐蚀速率;随着 Cl^- 质量浓度的进一步增大,溶液的导电性增强,溶液中 H^+ 活度加大,腐蚀加快。但当 Cl^- 质量浓度升高到某一临界点时,高质量浓度的 Cl^- 可降低阳极反应电流,减缓腐蚀。

3 结论

水体系中 CO_2 、 H_2S 、溶解氧、 HCO_3^- 、 Cl^- 的存在以及体系 pH 值、温度等因素的改变均会对井及地面设备造成一定程度的腐蚀。研究表明:1) 50℃时,以溶有 CO_2 的某气田气井产出水作为腐蚀介质,随着 CO_2 、 H_2S 、 Cl^- 、 HCO_3^- 及溶解氧在腐蚀介质中含量的

增加,钢片的腐蚀速率增大。2) 体系偏酸或偏碱都会加快腐蚀速率, pH 值越接近中性,腐蚀速率越小。3) 在试验范围内,温度和矿化度对腐蚀速率的影响较为复杂,大体呈现先增大后减小的趋势,分别在温度为 50℃和矿化度为 50 000 mg/L 时达到最大值 0.362 mm/a。

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] 张忠铎,郭金宝. CO_2 对油气管材的腐蚀规律及国内外研究进展[J]. 宝钢技术, 2000(4): 54—58.
ZHANG Zhong-hua, GUO Jin-bao. Law of CO_2 Corrosion of Oil Country Tubular Goods and the Study of Its Progress at Home and Abroad[J]. Baosteel Technology, 2000(4): 54—58.
- [3] ZHU S D, FU A Q, MIAO J, et al. Corrosion of N80 Carbon Steel in Oil Field Formation Water Containing CO_2 in the Absence and Presence of Acetic Acid[J]. Corrosion Science, 2011, 53: 3156—3165.
- [4] YEVTUSHENKO O, BETTGE D, BOHRAUS S, et al. Corrosion Behavior of Steels for CO_2 Injection[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2014, 92: 108—118.
- [5] CABRERA-SIERRA R, GARCIA I, SOSA E, et al. Electrochemical Behavior of Carbon Steel in Alkaline Sour Environments Measured by Electrochemical Impedance Spectroscopy[J]. Electrochimica Acta, 2000, 46(4): 487—497.
- [6] 李国敏,李爱魁,郭兴蓬,等. 油气田开发中的 CO_2 腐蚀及防护技术[J]. 材料保护, 2003, 36(6): 1—5.
LI Guo-min, LI Ai-kui, GUO Xing-peng, et al. CO_2 Corrosion and Protection Technology in Oil and Gas Field [J]. Journal of Materials Protection, 2003, 36(6): 1—5.
- [7] 鲍云波. CO_2 驱油气的腐蚀预测与防护[J]. 油气田地面工程, 2013(6): 97—98.
BAO Chun-bao. CO_2 Flooding Oil and Gas Well Corrosion Prediction and Protection [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2013(6): 97—98.
- [8] DEWUARD C, MILLIANTS D E. Carbon Acid Corrosion of Steel[J]. Corrosion, 1975, 31(5): 177.
- [9] 张星,李兆敏,张新忠,等. 深井油管 H_2S 腐蚀规律实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 95—97.
ZHANG Xing, LI Zhao-min, ZHANG Xin-zhong, et al. Deep

- Well Tubing Experimental Research on H₂S Corrosion[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 95—97.
- [10] 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. Corrosion and Protective Research of H₂S to Oil and Gas Pipes[J]. Surface Technology, 2015, 44(9): 108—115.
- [11] 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, LYU Xiang-hong. Effect of Temperature on the Corrosion Rate of Oil Tubing and Casing[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2008, 23(4): 74—78.
- [12] SCHMITT G. CO₂ Corrosion of Steels: an Attempt to Range Parameter and Their Effects[C]. Advances in CO₂ Corrosion, 1984.
- [13] 朱世东, 白真权, 刘会, 等. Ca²⁺、Mg²⁺ 对 N80 钢腐蚀速率的影响[J]. 腐蚀与防护, 2008, 29(12): 724—726.
ZHU Shi-dong, BAI Zhen-quan, LIU Hui, et al. Ca²⁺, Mg²⁺ on the Corrosion Rate of N80 Steel [J]. Corrosion and Protection, 2008, 29(12): 724—726.
- [14] 李春福, 王斌, 张颖, 等. 油气田开发中 CO₂ 腐蚀研究进展[J]. 西南石油学院学报, 2004, 26(2): 42—47.
LI Chun-fu, WANG Bin, ZHANG Ying, et al. Research Progress of CO₂ Corrosion in Oil/Gas Field Exploitation [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004, 26(2): 42—47.
- [15] 李建平, 赵国仙, 郝士明, 等. 几种因素对油套管钢 CO₂ 腐蚀行为影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2005, 25(4): 241—244.
LI Jian-ping, ZHAO Guo-xian, HAO Shi-ming, et al. Dynamic Corrosion Behaviors of N80, P105 and SM110 Steel [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2005, 25(4): 241—244.
- [16] 刘雨薇, 王振尧, 吕旺燕, 等. 模拟酸雨大气环境中 Cl⁻ 浓度对镀锌钢腐蚀行为的影响[J]. 装备环境工程, 2015, 12(4): 22—26, 43.
LIU Yu-wei, WANG Zhen-yao, LYU Wang-yan, et al. Effects of Cl⁻ Concentration on Corrosion Behavior of Hot-dip Galvanized Steel in Simulated Acid Rain Atmospheric Environment [J]. Equipment Environmental Engineering, 2015, 12(4): 22—26, 43.

(上接第 108 页)

- CAO Yu-xia, HUANG Chuan-bing, DU Ling-zhong, et al. Preparation and Tribological Properties of Atmospheric Plasma-sprayed NiCr/Cr₃C₂-hBN Wear-resistant Coatings [J]. Surface Technology, 2015, 44(6): 27—31.
- [13] 刘如铁, 李溪滨, 程时和. Ni-Cr-Mo-S 合金的自润滑机理[J]. 中国有色金属学报, 2003(2): 469—474.
LIU Ru-tie, LI Xi-bin, CHENG Shi-he. Self-lubrication Mechanism of Ni-Cr-Mo-S Alloy [J]. The Chinese Journal of Nonferrous Metals, 2003(2): 469—474.
- [14] 王振生, 周兰章, 郭建亭, 等. NiAl-Cr(Mo)-Cr_xS_y 自润滑复合材料的摩擦磨损特征[J]. 摩擦学学报, 2010, 30(6): 589—595.
WANG Zheng-sheng, ZHOU Lan-zhang, GUO Jian-ting, et al. Friction and Wear Behavior of NiAl-Cr(Mo)-Cr_xS_y Self-lubricating Composite [J]. Journal of Tribology, 2010, 30(6): 589—595.
- [15] 王常川, 王日初, 彭超群, 等. 金属基固体自润滑复合材料的研究进展[J]. 中国有色金属学报, 2012(7): 1945—1955.
WANG Chang-chuan, WANG Ri-chu, PENG Chao-qun, et al. Research Progress of Metallic Solid Self-lubricating Composites [J]. The Chinese Journal of Nonferrous Metals, 2012(7): 1945—1955.
- [16] XIONG Dang-sheng. Lubrication Behavior of Ni-Cr Based Alloys Containing MoS₂ at High Temperature [J]. Wear, 2001, 251(1/12): 1094—1099.

(上接第 117 页)

- [56] LIU J L, HAO H Z, GUO Z A. Interface Morphology of Iron-base Self-fusing Alloy Coating with Induction-refusing [C]//Proceeding of the Fourteenth International Thermal Spray Conference. Japan, 1995: 537—541.
- [57] 张增志, 韩桂泉, 付跃文, 等. 高中频感应熔涂 Ni60 涂层组织分析[J]. 材料工程, 2003(4): 3—5.
ZHANG Zeng-zhi, HAN Gui-quan, FU Yao-wen, et al. Analysis on Micro-structure of Ni60 Coating by High and Medium Frequency Induction Cladding [J]. Journal of Materials Engineering, 2003(4): 3—5.