

天然气井油管有机涂层的失效分析

何淼^{1,2}, 张鑫柱^{1,2}, 刘伟^{1,2}, 李琼玮^{1,2}

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安 710018;
2. 中国石油长庆油田分公司 油气工艺研究院, 西安 710018)

摘要: **目的** 研究有机涂层在天然气井高温、高压环境下的失效特征和失效原因, 为天然气井井筒有机涂层应用提供建议。 **方法** 模拟含 CO₂, H₂S 等介质的气井井下环境, 通过 9 轮次、1914 h 的长周期浸泡试验, 对比测试某种有机涂层试样的厚度、冲击韧性等物理、机械性能参数, 分析涂层宏、微观形貌变化。 **结果** 经过反复升、降压的苛刻室内浸泡实验后, 有机涂层逐步老化。耐磨值由最初的 3.28 L/μm 下降到 2 L/μm 左右; 硬度值由最初的 125 下降到 95 左右; 冲击韧性值由最初的 37.6 J 下降到浸泡 890 h 时的 23.5 J 左右, 之后趋于平稳。1914 h 后, 涂层与碳钢基体界面结合性能变差, 表面出现明显的局部腐蚀坑点。 **结论** 室内涂层试验与气井油管涂层现场生产中发生的失效特征类似, 存在失重、减薄—鼓泡—膜下腐蚀、脱落的失效过程。为避免油管内涂层失效, 提高防腐效果, 建议: 在油管生产加工过程中控制固化度, 避免因固化度不足导致涂层缺陷; 在工程作业中应避免钢丝作业、快速泄压等对涂层的潜在损伤; 定期进行缓蚀剂加注, 减轻腐蚀。

关键词: 有机涂层; 天然气井; 油管; 浸泡试验; 失效分析; 腐蚀

中图分类号: TG174.46 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2016)02-0017-05

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.02.003

Failure Analysis of Organic Coating under Natural Gas Well Condition

HE Miao^{1,2}, ZHANG Xin-zhu^{1,2}, LIU Wei^{1,2}, LI Qiong-wei^{1,2}

(1. National Engineering Laboratory for Low-permeability Oil & Gas Exploration and Development, Xi'an 710018, China;
2. Oil & Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China)

ABSTRACT: **Objective** To conduct failure analysis of organic coating under high temperature, high pressure condition of natural gas well, so as to provide suggestions for the selection of the organic coating used in the natural gas well pipes. **Methods** In this paper, the downhole condition of natural gas well containing media such as CO₂ and H₂S was simulated and the long-term immersion experiment of 9 rounds lasting 1914 h was conducted to compare and test the thickness, impact toughness and other mechanic parameters of organic coatings. Macroscopic and microcosmic changes of immersion surface were observed and analyzed. **Results**

收稿日期: 2015-10-20; 修订日期: 2015-12-28

Received: 2015-10-20; Revised: 2015-12-28

基金项目: 中石油陕 224 储气库注采井配套技术研究(2012-29-05)

Fund: Supported by the Complementary Technologies for Shan-224 Gas Storage Injection and Production Program of PetroChina (2012-29-05)

作者简介: 何淼(1980—), 女, 工程师, 主要研究方向为油田化学。

Biography: HE Miao (1980—), Female, Engineer, Research focus: oilfield chemistry.

通讯作者: 李琼玮(1974—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为材料腐蚀与防护。

Corresponding author: LI Qiong-wei (1974—), Male, Senior engineer, Research focus: material corrosion and protection.

Organic coatings aged slowly after repeated pressure increasing and decompression in the rigorous indoor test. The wear resistant value decreased from the initial $3.28 \text{ L}/\mu\text{m}$ down to around $2 \text{ L}/\mu\text{m}$. The hardness value decreased from the initial 125 to about 95. The impact toughness dropped from the initial 37.6 J to about 23.5 J at 890 hours of immersion, then tended to be stable. After 1914 hours, the connect property between coating and carbon steel matrix turned worse, and obvious local pitting corrosion was found on the coating surface. **Conclusion** Failure characters which occurred in the indoor coating test were similar with those in the field production of pipe coating in gas well field. The failure process was weight loss, less thickness—blister—corrosion under polymer layer, and then peeling off. In order to avoid the failure of internal coating of oil pipe and to improve the corrosion protection effect, it is recommended to control the degree of cure in oil production and processing process so as to reduce the coating defects caused by low degree of cure, avoid potential damage of coating which is due to wire operation and rapid pressure releasing in engineering operation, and inject corrosion inhibitor regularly to reduce corrosion.

KEY WORDS: organic coating; natural gas well; oil pipe; immersion test; failure analysis; corrosion

天然气井在生产过程中,由于采出天然气中的 H_2S 、 CO_2 等酸性气体及低 pH 值盐水等介质,在井筒的高温、高压及流动环境下,会发生不同程度的电化学腐蚀^[1]。为了控制油气井油管及套管的内腐蚀,国内外针对井筒涂层防腐进行了许多研究工作^[2-7]。国内很多油气生产单位,如中石油长庆油田、华北油田、中石化塔河油田等,都将有机涂层作为碳钢材质油套管的一种重要防护措施^[8-10],形成了相关的技术标准^[11-12],并在规模推广应用取得了较好的防护效果。这类有机涂层的价格最高仅为耐蚀合金管材的 25%,经济性好。

在气井油管有机涂层内防腐应用中,需要解决以下难点:1)在井下数千米管柱自身悬重和高温的作用下,油管会形变伸长,内涂层与油管基体需具有较高的结合强度;2)高压高温环境会加快气体、溶液向涂层内部的扩散,使得碳钢与涂层的界面出现腐蚀现象,腐蚀产物和气体的长期缓慢作用会导致涂层失效;3)在油管下井和后期井下钢丝作业等过程中的撞击、刮擦现象,均可能造成内涂层损伤,影响其防腐性能^[13-15]。然而,针对有机涂层在高温、高压下的加速老化和失效问题,目前国内外尚无一套可借鉴的成熟解决方法。

鉴于有机涂层在气井井筒上应用的特殊性,文中主要研究气井油管使用的某型号改性环氧酚醛有机内涂层的机械性能、抗长期老化性能等,并结合工程应用出现的涂层失效问题进行综合分析。

1 实验

1.1 涂层浸泡实验

基材为 $65 \text{ mm} \times 35 \text{ mm} \times 5 \text{ mm}$ 的碳钢试样,经喷

砂除锈达到 Sa 2.5 级后,涂装某型号改性环氧酚醛有机涂层。涂层厚度为 $125 \sim 200 \mu\text{m}$,表面光滑,无气泡、流淌、垂滴、针孔等缺陷。

采用 CORTEST 公司的 17005D 型高温高压釜模拟腐蚀环境,总压为 25 MPa , H_2S 分压为 0.01 MPa , CO_2 分压为 1.8 MPa ,温度 90°C 。介质水为 CaCl_2 型,pH 值 6.0,成分为: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ 8890 mg/L , Ca^{2+} 12215 mg/L , Mg^{2+} 1450 mg/L , HCO_3^- 195 mg/L , SO_4^{2-} 15 mg/L , Cl^- 39425 mg/L ,矿化度 62190 mg/L 。腐蚀实验步骤为:1)釜内溶液除氧 5 h,放入涂层试样;2)通入 CO_2 , H_2S , N_2 至预定压力;3)待釜内溶液达到预定温度后,开始记录,实验时间 1914 h,每隔一定时间(前 6 次平均每隔 150 h,后 3 次平均每隔 340 h)取出 2 个涂层试样,进行性能测试。

1.2 性能测试及组织观察

参考相关标准(表 1),对每批涂层试样进行性能测试。通过涂层表面破坏情况,判断涂层的附着力;在规定摩擦条件下测定磨损率,以此判断涂层的耐磨性;通过固定质量(10 N)物件在涂层表面产生压痕(30 s),测量压痕长度,以此表征涂层硬度;通过落锤冲击确定涂层破损时的临界冲击能量值。采用徕视 KH-7700 数字三维显微镜观察涂层浸泡前后的表面、横截面形貌。

2 结果及分析

2.1 涂层外观及微观形貌变化

对每轮次取出的涂层试样进行宏观观察和微观形貌检测,见表 2 和图 1。在第 4 次(560 h)取出时,个别试样的涂层表面出现了直径 $\phi 0.5 \sim 1.5 \text{ mm}$ 的微

表 1 涂层试样性能测试
Tab.1 Performance test of coating samples

项目	测试方法	参考标准	测试仪器
干膜厚度	磁性压头法	GB/T 13452.2—2008《色漆和清漆 漆膜厚度的测定》 SY/T 0544—2010《石油钻杆内涂层技术条件》	Minitest 4100 覆层测厚仪
附着力	拉开法 划格法	GB/T 5210—2006《色漆和清漆拉开法附着力试验》 GB/T 9286—1998《色漆和清漆 漆膜的划格试验》	Elcometer F106 机械式拉拔附着力测定仪 Elcometer F107 划格器附着力测试仪
漆膜硬度	布霍尔兹 压痕法	ISO 2815《色漆和清漆·布霍尔兹 (Buchholz) 压痕试验》	Elcometer 3095 Buchholz 硬度测试器
耐磨性	落砂法	SY/T 0315—2005《钢质管道单层熔结环氧粉末外涂层 技术规范》	Elcometer 1700 落砂法磨损测试仪 (20 ~ 30 目石英砂)、Minitest 4100 覆层测厚仪
抗冲击	落锤冲击 试验法	SY/T 0040—1997《管道防腐层抗冲击性实验方法》、 SY/T 0442—97《钢制管道熔结环氧粉末内涂层技术标 准》附录“涂层的抗冲击性实验”	QJL 型落锤冲击试验机

表 2 不同阶段涂层外观
Tab.2 Coating appearance at different stages

取出轮次	时间/h	表观
1	114	与浸泡前相比, 外观无明显变化。
2	265	
3	412	
4	560	表面轻微起泡, 未见锈蚀、龟裂现象
5	746	
6	890	
7	1253	
8	1572	
9	1914	出现了较大范围裸露

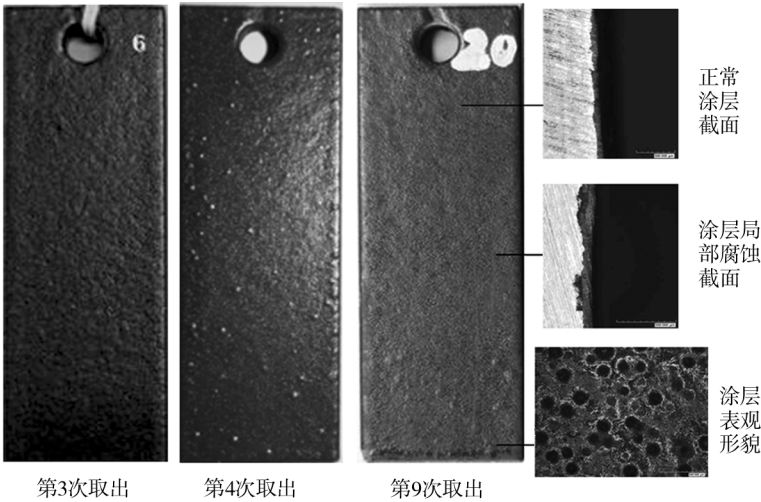


图 1 不同试验阶段涂层形貌
Fig.1 SEM of coatings at different stages

泡,主要集中在边缘处与侧面,平均密度为 3 ~ 5 个/ cm^2 ,未见锈蚀、龟裂现象。第 9 次 (1914 h) 取出时,涂层明显变差,局部表面有明显起泡 (直径 ϕ 0.5 ~ 2.0 mm 的微泡),平均密度为 3 ~ 5 个/ cm^2 ,并伴有明显锈蚀变色,但无裂纹、龟裂现象;从横截面照片中可以看出,涂层与金属基体结合紧密,但部分区域出现了坑腐蚀。

2.2 涂层试样质量和干膜厚度变化

总共 24 个试样进行浸泡实验,实验后,所有试样相对质量均出现下降。如图 2 和图 3 所示,试样质量损失和干膜厚度变化呈现三个阶段:第一阶段为浸泡初期,随浸泡时间的延长,质量损失增加,涂层减薄量

有所下降;第二阶段为浸泡中期,随浸泡时间的延长,质量损失呈现下降趋势,涂层减薄量在浸泡 890 h 时达到最大值 (环氧涂层在高温高压环境下会发生后固化效应,导致体积收缩,厚度减薄);第三阶段为浸泡后期,随浸泡时间延长,质量损失又呈现增加趋势,此时涂层减薄量基本稳定。

涂层试样在前期质量损失增加以及涂层厚度减薄与涂层中的助剂在高温高压溶液中的溶解有关,随着涂层中添加剂逐步溶解析出,试样质量损失趋于稳定。同时,涂层在湿热环境中会吸收水分,使得质量增加,因此在第二阶段的质量损失低于第一阶段。后期的质量损失增加与金属基体腐蚀有关,试样出现明

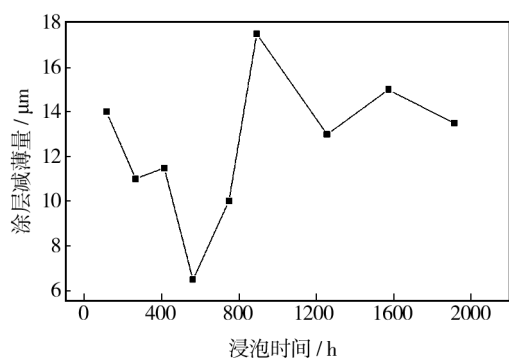


图2 涂层减薄量与浸泡时间的关系

Fig. 2 Influence of immersion time on thickness reduction of coating

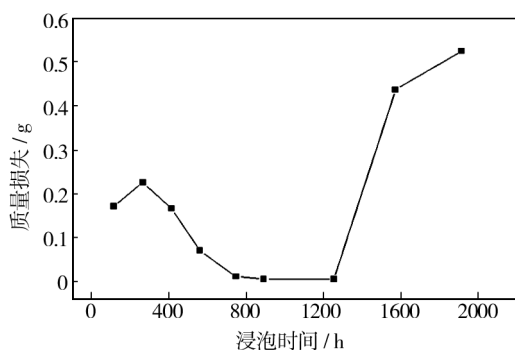


图3 涂层质量损失与浸泡时间的关系

Fig. 3 Influence of immersion time on weight loss of coating

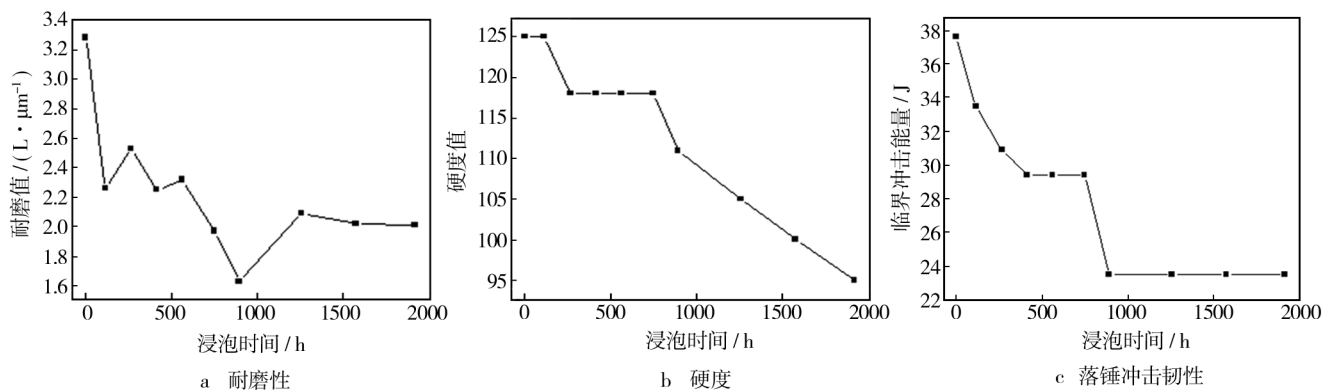


图4 涂层机械性能与浸泡时间的关系

Fig. 4 Influence of immersion time on mechanical properties of coating: a) wear resistance, b) hardness, c) drop impact toughness

3 现场气井油管内涂层变化调查及失效分析

G4x-x井产气量为 $2.69 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 天然气中 CO_2 体积分数为 5.33%, H_2S 含量为 $10.59 \text{ mg}/\text{m}^3$, 且携带高矿化度水(矿化度 $195.08 \text{ g}/\text{L}$, Cl^- 含量 $123.79 \text{ g}/\text{L}$), 水气比 $3.11 \text{ m}^3/(10^4 \text{ m}^3)$, 产水量较大。生产 4 年后, 2044 m 油管发生腐蚀钻断穿孔, 2009 年进行了

显锈蚀很好地印证了这一点。

2.3 涂层附着力变化

拉开法测试结果表明, 涂层与金属基体的结合强度 $\geq 8 \text{ MPa}$, 附着力良好。划格法测试结果表明, 原始试样以及浸泡至 560 h 之前, 涂层的附着力都为 0 级; 浸泡至 412 h 后, 涂层出现了轻微鼓泡, 但结合强度仍处于该检验方法的最高级别; 浸泡至 746 h 以后, 直到 1914 h, 涂层出现了明显鼓泡, 试样结合强度为 1 级。

在浸泡过程中, 涂层附着力略有下降, 可能是由于水溶液以及 CO_2 和 H_2S 介质渗透进入涂层下形成鼓泡, 或者是腐蚀性离子渗透到涂层下, 形成了膜下腐蚀, 导致涂层附着力下降。

2.4 涂层耐磨性、硬度及冲击韧性变化

如图 4 所示, 经过高温高压浸泡后, 涂层的耐磨性、硬度和冲击韧性均呈下降趋势。随着浸泡时间的延长, 耐磨值由最初的 $3.28 \text{ L}/\mu\text{m}$ 下降到 $2 \text{ L}/\mu\text{m}$ 左右; 硬度值由最初的 125 下降到 95 左右; 冲击韧性值由最初的 37.6 J 下降到 890 h 时的 23.5 J 左右, 890 h 之后则趋于平稳。

修井作业, 更换为有机内涂层油管。2014 年再次进行了起油管作业, 现场全井段的取样检测发现, 井口 ~2500 m 井段油管内涂层服役状况完好, 2500 m 以下井段油管内涂层出现轻微鼓泡 (18 MPa , 80°C), 油管整体基本没有壁厚损失。截取井筒内 500 m, 3000 m 深度的油管(图 5)进行涂层附着力和耐磨性能检测, 检测结果显示, 上部内涂层附着力为 0 级, 而下部内涂层附着力为 1 级, 附着力略有降低, 并且 2500 m 以下的油管内涂层轻微鼓泡, 直径 $\phi 2 \sim 4 \text{ mm}$, 呈麻点

状分布,无龟裂、剥离现象。



图5 G4x-x井第500米和第3000米油管剖开后内涂层对比
Fig.5 Comparison of internal coating of oil pipe at 500 meters and 3000 meters in well G4x-x

国外学者针对地面管道有机内涂层的失效进行研究^[16],提出有四方面基本原因:1)老化及物理隔离性能变差;2)泄压鼓泡;3)因磨损、清管等导致的物理性能降级;4)涂层损伤处的腐蚀。依据气井油管内涂层在室内和现场试验的情况,推测油管内涂层的失效主要原因可能为:1)高温高压下,有机涂层固化度不足,小分子助剂溶出,使聚合物网状结构产生内应力,在底材金属不变形的情况下,涂层发生体积收缩,导致涂层变脆,冲击韧性降低;2)涂层自身老化而产生脆化,高压、高温和高矿化度水等对涂层内部化学键造成破坏,或产生自由基导致链断裂,极大地改变涂层的物理、化学及机械性能,使涂层韧性变差,耐磨性及硬度下降。

4 结论

1) 涂层在厚度、质量、硬度、冲击韧性、微观形貌等方面的变化与浸泡时间密切相关。油管内涂层高温高压釜浸泡实验表明,1914 h后,涂层性能退化较为明显,金属基体发生腐蚀。

2) 涂层试样发生失效主要有三方面原因:其一,涂层本身缺陷导致腐蚀介质直接接触到金属基体;其

二, CO_2 、 H_2S 或水在涂层中渗透,导致涂层鼓泡及膜下腐蚀;其三, Cl^- 存在加速了 H_2S 或 CO_2 电化学膜下腐蚀。

3) 涂层失效过程主要表现为:失重—减薄—鼓泡—变脆—局部破裂脱落—腐蚀或膜下腐蚀。

4) 提高天然气井油管有机涂层防腐效果建议:首先,在油管生产加工过程中控制固化度,避免因固化度不足导致涂层缺陷;其次,在工程作业中应避免钢丝作业、快速泄压等对涂层的潜在损伤;最后,定期进行缓蚀剂加注,减轻腐蚀。

参考文献

- [1] 高伟,王小红. 管道防腐涂层的现状与展望[J]. 管道技术与设备,2012(4):32—33.
GAO Wei, WANG Xiao-hong. The Current Situation and Prospect of Anti-corrosion Coating of Pipelines[J]. Pipeline Technique and Equipment,2012(4):32—33.
- [2] LEWIS R E, BARBIN D K. Selecting Internal Coating for Gas Well Tubulars[C]//Corrosion. Houston TX: NACE, 1997: Paper No 70.
- [3] STEVE G, NICOLA S, ROBERT W. Impact Testing of Down-hole Tubing Internal Coating[C]//Corrosion. Houston TX: NACE,2001: Paper No 01107.
- [4] 吴立峰,黄锦滨,王茹毅,等. 全新的油管内涂层高压釜评价方法及评价实例[J]. 钻采工艺,2006,29(4):103—105.
WU Li-feng, HUANG Jin-bin, WANG Ru-yi, et al. New Method and Example for Evaluating Tubing Internal Coating by High Pressure Vessel[J]. Drilling and Production Technology,2006,29(4):103—105.
- [5] WATERS S A, TSAPRAILIS H, et al. Characterization of Internal and External Coating Used on Steel Pipelines[C]//Corrosion. Houston TX: NACE,2010: Paper No 10038.
- [6] 刘杰,尹志福,李建东,等. 油管内涂层 DPC 和 TK70 耐 CO_2 腐蚀性能研究[J]. 全面腐蚀控制,2013,27(9):49—52.
LIU Jie, YIN Zhi-fu, LI Jian-dong, et al. Study on CO_2 Corrosion Resistance of both DPC and TK70 Internal Coatings[J]. Total Corrosion Control,2013,27(9):49—52.
- [7] 凌涛,何银达,李旭,等. 油管内涂层防腐技术应用[J]. 钻采工艺,2008,31(2):140—141.
LING Tao, HE Yin-da, LI Xu, et al. Application of Internal Coating Anti-corrosion Tubing Technology[J]. Drilling and Production Technology,2008,31(2):140—141.

(下转第27页)

- ZHANG Jian-chang, XU Zhong-wei, RAN Xiao-jun. The Detection and Evaluation of Stray Current by Use of Stray Current Mapper in the Buried Steel Pipeline[J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29(9): 86—88.
- [9] 陈志光, 秦朝葵, 计雪松. 上海轨道交通二号线杂散电流测试分析[J]. 腐蚀与防护, 2008, 29(6): 344—347.
- CHEN Zhi-guang, QIN Chao-kui, JI Xue-song. Testing and Analysis of Stray Current of Shanghai Rail Traffic Line 2 [J]. Corrosion & Protection, 2008, 29(6): 344—347.
- [10] 王华, 陈胜利, 朱庆军. 广珠轻轨对南朗段天然气管道杂散电流干扰测试与分析[J]. 全面腐蚀控制, 2012, 26(3): 40—43.
- WANG Hua, CHEN Sheng-li, ZHU Qing-jun. Test and Analysis of Stray Current Interference in Nanlang Gas Pipeline under Guangzhou—Zhuhai Railway [J]. Total Corrosion Control, 2012, 26(3): 40—43.
- [11] 滕延平, 张丰, 赵晋云. 杂散电流干扰下管道密间隔电位检测数据处理方法[J]. 管道技术与设备, 2009(4): 28—31.
- TENG Yan-ping, ZHANG Feng, ZHAO Jin-yun. CIPS Data Process Method of Pipeline Affected by Stray Current Interference[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2009(4): 28—31.
- [12] 董华清, 王亚平, 王家庆, 等. 钟市—荆门输油管道杂散电流干扰测试与排除[J]. 腐蚀与防护, 2008, 29(11): 698—699, 716.
- DONG Hua-qing, WANG Ya-ping, WANG Jia-qing, et al. Stray Current Influence Tests and Drainage Protection of Zhongshi—Jingmen Crude Oil Pipeline [J]. Corrosion & Protection, 2008, 29(11): 698—699, 716.
- [13] CAO A-lin, ZHU Qing-jun, ZHANG Sheng-tao. BP Neural Network Predictive Model for Stray Current Density of a Buried Metallic Pipeline [J]. Anti-corrosion Methods and Materials, 2010, 57(5): 234—237.
- [14] ZHU Qing-jun, CAO A-lin, HOU Bao-rong. Pipe-to-Soil Potential and Stray Current of Buried Pipeline [C]//Proceeding of the 4th Japan-China Joint Seminar on Marine Corrosion. Tokyo: [s. n.], 2008: 55—60.
- [15] 李自力, 孙云峰, 陈邵凯, 等. 交流电气化铁路杂散电流对埋地管道电位影响规律[J]. 腐蚀与防护, 2011, 32(3): 177—181.
- LI Zi-li, SUN Yun-feng, CHEN Shao-kai. Influence of Alternating Current Electrified Railway Stray Current on Buried Pipelines [J]. Corrosion & Protection, 2011, 32(3): 177—181.
- (上接第21页)
- [8] 胡建修, 富玉海, 李金炭, 等. 污水回注套管内涂层防腐技术应用[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2012, 24(3): 261—262.
- HU Jian-xiu, FU Yu-hai, LI Jin-tan, et al. Application of Internal Coating Protection Technology on Produced Water Reinjection Pipe [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2012, 24(3): 261—262.
- [9] 杨全安, 李琼玮, 杨海恩, 等. 有机涂层在天然气井环境下的耐腐蚀性能研究[J]. 材料保护, 2002, 35(2): 49—51.
- YANG Quan-an, LI Qiong-wei, YANG Hai-en, et al. Corrosion Resistance of Protective Polymer Coating in Gas Well [J]. Materials Protection, 2002, 35(2): 49—51.
- [10] 裘智超, 熊春明, 常泽亮, 等. 油管内涂层防腐技术在塔中I号气田的应用[J]. 天然气工业, 2012, 32(10): 86—89.
- QIU Zhi-chao, XIONG Chun-ming, CHANG Ze-liang, et al. Application of Anti-corrosion Coating for Internal Tubing in the Tazhong-I Gas Field, Tarim Basin [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(10): 86—89.
- [11] SY/T 6717—2008. 油管和套管内涂层技术条件[S].
- SY/T 6717—2008. Internal Coating Technology of Tubing and Casing[S].
- [12] NACE TM0174. Laboratory Methods for the Evaluation of Protective Coatings and Lining Materials on Metallic Substrates in Immersion Service[S].
- [13] WELDON Dwight G. Failure Analysis of Paints and Coatings[M]. Imperial: John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
- [14] OLE O K, ASTRID B, ANN K K. Internal Coating of Multi-phase Pipelines—Requirements for the Coating [C]//Corrosion. Houston TX: NACE, 2010: Paper No 10004.
- [15] 张金涛, 胡吉明, 张鉴清. 有机涂层的现代研究方法[J]. 材料科学与工程学报, 2003, 21(5): 763—768.
- ZHANG Jin-tao, HU Ji-ming, ZHANG Jian-qing. A Review on Modern Study Methods of Organic Coatings [J]. Journal of Materials Science & Engineering, 2003, 21(5): 763—768.
- [16] 李琼玮, 张振云, 奚运涛, 等. 油气生产中的金属选材与腐蚀控制[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
- LI Qiong-wei, ZHANG Zhen-yun, XI Yun-tao, et al. Metallurgy and Corrosion Control in Oil and Gas Production [M]. Beijing: Petroleum Industry of Technology Press, 2005.