



DOI: 10.11973/fsyfh-201510013

深海水下生产设施选材与腐蚀控制

李辉¹, 石磊², 张雷¹, 石凤仙¹, 李大朋¹, 路民旭¹

(1. 北京科技大学 新材料技术研究院, 北京 100083; 2. 海洋石油工程股份有限公司 设计公司, 天津 300461)

摘要: 对深海水下生产设施腐蚀选材与控制方法进行了论述。分析了深海水下常见的腐蚀环境和腐蚀行为, 提出了水下设施选材的基本思路 and 关键部件的选材要求, 介绍了三种常见的深海水下生产设施的腐蚀控制方法, 旨在对深海水下生产设施选材和腐蚀控制提出建议。

关键词: 水下生产设施; 选材; 腐蚀控制

中图分类号: TG174.4 **文献标志码:** A **文章编号:** 1005-748X(2015)10-0963-05

Materials Selection and Corrosion Control for Subsea Production Equipment

LI Hui¹, SHI Lei², ZHANG Lei¹, SHI Feng-xian¹, LI Da-peng¹, LU Min-xu¹

(1. Institute of Advanced Materials and Technology, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;
2. Engineering Company, Offshore Oil Engineering Co., Ltd., Tianjin 300461, China)

Abstract: Materials selection and corrosion control methods for subsea production equipment are discussed in this paper. The general environment and corrosion behavior of subsea are analyzed. The guideline of materials selection and requirements of key components of the subsea production equipment are provided. Three common methods of corrosion control for subsea system are summarized. This paper aimed at providing some advice about the material selection and corrosion control for subsea production equipment.

Key words: subsea production equipment; material selection; corrosion control

随着科技的进步和人类对海洋石油资源认知水平的不断提高, 海洋油气勘探开发已从浅海走向深海, 甚至超深海。深海油气开发已成为世界石油工业的主要增长点和科技创新的前沿^[1-3]。水下生产系统作为深海油气开采的新模式, 大大促进了深海油气的开发^[4]。

深海环境中生产设施不仅受到海水温度, 压力, 氯离子等影响, 而且油、气、水多相介质的输送, 特别是多相介质中含有 H₂S/CO₂ 时, 会进一步加剧对管道的氢脆、点蚀等^[5-8]。复杂的深海环境更加凸显了水下设施选材及腐蚀控制的重要性^[9-10]。NORSOK M-001^[11] 中明确规定了选材的基本要求, ISO 13628^[12] 更进一步详细规定了选材时需要考虑材料的市场供应情况、异种金属数量、设计寿命、操作条及材料的使用经验等关键因素。目前对

生产系统进行腐蚀控制常用的方法是阴极保护或加注缓蚀剂^[3,5,10]。此外还可对影响生产设施的关键腐蚀因素, 如 H₂S 分压, CO₂ 分压, 温度, 氯离子含量等进行监测, 从而预测材料的失效时间。

本工作对深海水下系统所处的外部和内部环境, 选材的基本原则, 部件选材方法及腐蚀控制等方面进行了分析, 进而为深海生产设施材料的筛选和腐蚀控制提供依据。

1 深海水下设施的主要腐蚀环境

为了进行深海水下生产系统进行合理的选材, 需要对系统所处的深海环境因素的影响进行分析, 而管道输送介质的参量 (H₂S 和 CO₂ 含量和分压) 以及环境参量 (温度, 压力, 流速, 微生物等) 对管道腐蚀有很大影响, 这些因素的不断变化以及长期的累积作用, 对管道的破坏作用是巨大的, 因此必须先对系统所处的环境进行充分的考虑。

1.1 CO₂/H₂S 因素的影响

CO₂ 和 H₂S 是油气管道内最常见, 最有害的两

收稿日期: 2015-04-13

基金项目: 工信部海洋工程装备科研项目 (SPS&KSE(P1))

通信作者: 张雷 (1978-), 副研究员, 博士, 从事 H₂S/CO₂ 腐蚀及耐蚀材料研究, 010-62333972, zhanglei@ustb.edu.cn

种腐蚀管道的物质。单纯的潮湿 H_2S 主要导致材料的应力腐蚀开裂,氢脆等破坏,而单纯的 CO_2 与水作用主要形成碳酸,在管道上形成析氢作用,可形成 Fe_3O_4 或者 $FeCO_3$ 两种主要腐蚀产物,且两种气体随着 pH 的变化导致腐蚀更为严重。两种气体在管道腐蚀过程中存在竞争协同效应, CO_2/H_2S 的分压比决定了腐蚀过程中的控制因素^[5],对管道均会产生严重破坏,所以对这两种酸性气体的监测和控制,有利于管道的长久使用。

1.2 温度和压力的影响

现行的水下管道内油气温度为 $80\sim 90\text{ }^\circ\text{C}$,最高可达 $100\text{ }^\circ\text{C}$ 以上,高温加剧了 CO_2/H_2S 腐蚀和氯离子腐蚀等^[5-8,13-14]。水下外部海水的压力和管道内部的压力对材料的选择提出了要求,管道内部压力增加,导致腐蚀气体 CO_2/H_2S 分压的增加,均会加剧管道的腐蚀。

1.3 氯化物的影响

原油经过脱水,残留下无机盐主要为氯化物,氯离子含量可达近 $20\ 000\text{ mg/L}$,体系中氯离子的存在使铁的腐蚀速率加快,增加了溶液的导电性,并使溶液中 H^+ 活度加大,同时以一定的反应级数直接参加了电极反应,对金属的阳极溶解具有催化作用^[13]。

Fierro^[14] 研究也表明,氯离子不仅降低材料的腐蚀电位,而且对金属材料的表面膜具有极强的穿透和侵蚀作用,使膜发生显微开裂,形成点蚀核。

1.4 流速的影响

流速是输油管道应该控制的一个参数,它是关于水下采油量和管材尺寸的函数。流速过低可能导致大量腐蚀垢的沉积,从而影响系统的正常运行^[15];而流速过大可能导致管道的冲刷腐蚀,在变径或变向部位,可能导致局部流速过大,并且当流速到达一定值时,形成湍流,导致冲击和空泡气蚀等^[16],因此,合理选择流速也是管道保存的一个必要条件。

1.5 微生物的影响

深海环境苛刻,高压、低温(或局部高温)、低氧等,存在着种类繁多的微生物(如细菌、真菌、藻类和原生物等),它们附着于工程材料表面,形成生物膜,在生物膜内部,溶解氧、pH、有机物和无机物种类等都与外部环境不同,会造成微生物腐蚀,其中最主要的是由硫酸盐还原菌(SRB)引起的腐蚀^[17]。

SRB 一般认为是厌氧细菌,溶解氧对 SRB 的生长会产生很大的影响,海水溶氧量范围一般为 $0\sim$

9 mL/L 。一些好氧微生物的代谢活动也给 SRB 营造了一个厌氧的环境,使 SRB 得以繁殖,从而加速管道腐蚀。目前,关于 SRB 腐蚀的机理有阴极去极化机理、浓差电池机理、局部电池机理、代谢产物机理、沉积物下的酸腐蚀机理、阳极区固定机理等^[18]。

2 水下生产设施选材的思路和关键部件的选材方法

2.1 水下生产设施选材的思路

(1) 选材基本流程

根据 NORSOK M-001 和 ISO 13628 等标准和实际工况条件确定:① 明确材料服役的力学性能要求,确定备选材料。② 根据各单元材料服役工况腐蚀性及其服役时间,评估备选材料腐蚀裕量及失效类型。③ 根据选材标准,满足安全的前提下,进行经济性评价,确定合适材料。

(2) 确定备选材料

确定备选材料时要考虑材料服役的载荷情况,满足基本的力学性能要求。由于生产设备在深海水下环境中服役,需要考虑海洋压力,海浪等因素引起的疲劳问题。

(3) 腐蚀裕量评估

根据材料所处的环境分析,输送介质中各个参数的历史监测数据,确定材料的腐蚀形式,包括全面腐蚀和局部腐蚀,计算出运行工况条件下的全面和局部腐蚀速率。目前公认的比较准确测定腐蚀速率的方法是腐蚀模拟,但由于不同时间的腐蚀速率会发生变化,试验模拟又难以做到长周期监测,所以试验模拟结果需要进行合理分析转化为长周期的腐蚀速率。然后结合 NORSOK M-001 的材料选择标准确定选择何种材料。

(4) 强度因素

由于输油管道中存在大量的 H_2S 和 CO_2 对管道的腐蚀开裂影响较大,这就对材料的强度,硬度等提出了要求。针对含 H_2S 酸性环境,国际上制定了“ISO 15156/NACE MR 0175 抗开裂材料的选材标准”除此之外,还需根据腐蚀模拟试验,确定腐蚀类型及其腐蚀速率,可以对材料剩余强度进行预测,从而判断材料在腐蚀发生后强度能否满足服役要求。评价管道腐蚀缺陷剩余强度的方法主要有三种:B31G 准则,API 579 准则和 DNV RP-F101 准则^[19]。

(5) 经济性评价

经济性评价不应局限于材料本身成本,也要考

虑后期安装、操作、维护以及可能的检测成本。

2.2 水下生产设施关键部件的选材方法

如上所述,水下生产设施包括大量的部件,根据部件的腐蚀形式,材料适用性和经济性综合考虑,对主要部件选材方法进行如下分析:

2.2.1 井口和采油树的选材

井口和采油树主要用于原油的生产,海水和处理后的海水,大量的化学物质的注入口以及进行气举作业。在原油的生产与传输过程中起到一个关键性的作用。主要包括采油树的主体结构 and 联接部件,井口罩,密封部件,套管挂,油管挂,阀门和阻气阀,大量的垫片等。受到传输介质高流速的冲刷作用,而且传输介质中可能含有砂,对井口和采油树存在大量的侵蚀作用。另一方面,井口和采油树存在大量小部件,如果不能正确选材可能导致整体失效。所以,对于井口和采油树整体而言,所有零件推荐选择较耐蚀材料。

(1) 采油树主体和联接部件

采油树和联接器可以选择以下材料:① 低合金钢, AISI 4130 和 8630, 内部覆盖着 625 合金;② ASTM A182 F22(2% Cr, 1% Mo 钢, 内部覆盖着 625 合金);③ AISI 410 (13% Cr 不锈钢);④ ASTM A182 F6NM(13% Cr 4% Ni 不锈钢);⑤ 双相不锈钢。

低合金钢在大多数温和的环境或者短期的服役中应用。尽管在这些环境中,低合金钢仍然需要覆盖 625 合金。AISI 410 和 A182 F6NM 虽然具有较大的耐蚀性,但是需考虑较厚部件的冲击韧性和焊接性问题。410 不锈钢即使在焊后热处理之后也具有相对较差的韧性。双相不锈钢由于在锻造件较厚部位易形成决定性的第三相,存在耐蚀性和韧性的合力破坏。与 410 不锈钢和双相不锈钢相比, F6NM 具有更好的韧性和焊接性。

对于上述材料,焊接部位覆盖耐蚀的 625 合金的低合金钢,在海下表现出较低的风险,低合金钢推荐采用为 ASTM A182 F22,耐蚀合金推荐采用 A182 F6NM。

(2) 井口罩和密封部件

这些部件相对于采油树的主体部分较薄,可以采用 AISI 4130 或 8630 来制造。在润湿和密封部位,可以在表面覆盖 625 合金。

(3) 套管挂

套管挂通常采用 AISI 4130, 4140 或 8630 来制

造,并且在正常的操作环境中,不能接触生产的流体。

(4) 油管挂

油管挂应采用高强度的 CRA 材料来制造,根据工况要求,可以采用以下材料:① 覆盖 625 合金的 AISI 4130, 8630 或者 ASTM A182 F22;② ASTM A182 F6NM;③ 22% 或 25% Cr 双相不锈钢;④ 718 合金。

(5) 阀门和阻气阀

阀门和阻气阀可以通常采用下列两种方法来制造:① 覆盖 625 合金的 AISI 4130, 8630 或者 ASTM A182 F22;② ASTM A182 F6NM。

(6) 垫片

在水下的油气管道的垫片可以采用:① 316 不锈钢;② 退火态的 825 和 625 合金。如果垫片应用在环形槽上,建议采用退火态的 625 合金或含 6% 钼的不锈钢。对于处理过的海水注入系统,退火态的 625 合金可以满足使用要求。而对于未经处理的海水,则需要充分考虑材料的耐开裂能力和接触腐蚀行为。

2.2.2 汇管的选材

水下汇管是一个高风险的部件,主要用于存储生产的流体,包括油,气和产生的水,注入处理、未处理以及产生的水,注入存储用的气并提高生产效率。汇管功能的缺失,可能会导致油气的泄漏。对于汇管的材料选择和装配在 ISO 13628-15 中已有详细介绍,此处对其他方面进行补充:ERW/HFI 管道一般不会推荐到集合管的选材中,由于它的可用厚度可能不能够满足设计的要求,这在 ISO 13628-15 标准中并未提到。

由于水下汇管设计的复杂性,存在大量的分支,阀门,死角,普通碳钢加缓蚀剂可能达不到目的,并且无法对其腐蚀情况进行监测,可以首选具有一定强度和断裂韧性的耐蚀合金。如果管道的服役时间小于 10 a,可以选用具有一定耐蚀能力的碳钢。选择耐蚀合金时主要考虑:双相和超级双相不锈钢;管道内部覆盖一层 625 合金。

2.2.3 阀门的选材

在水下生产设备中存在大量的阀门,包括采油树的主阀门,汇管和流线管道处阀门,液压控制系统的阀门等。而在相关的标准中,对阀门的选择进行了规定,包括:API Specs 6A, 17D, 14A 和 RP14B; ISO 10423, 13628-4, 13628-6, 13628-8 和 14723

以及 ISO 15156/NACE MR0175。

而对于阀门的选择主要应考虑几个主要因素:温度和压力范围、在阀门主体和局部位置流体的腐蚀性和侵蚀破坏、固体潜在的磨损(覆盖耐磨的或者光滑的表面)、固体潜在的冲击作用,比如在材质较脆的阀门处的压裂支撑剂的作用、不同材料之间的电偶腐蚀的影响、在法兰和密封面处的缝隙腐蚀、移动部件的耐划伤性能。对于部分金属材料而言,爆发性的解压,耐温度和化学物质的能力、材料的阴极保护的影响、材料有效涂层的影响、材料的经济性问题等都应考虑。

总体而言,对于金属材料包括碳钢和低合金钢,不锈钢(奥氏体,马氏体,沉淀强化钢等),镍基合金,钛合金等的选择需考虑特定使用环境,通常在管道润湿部位覆盖镍基合金来抵抗碳钢和低合金钢的内腐蚀。非金属材料主要用于密封部位,在使用时需进行镀层保护,如钴合金,碳化钨及化学镀镍等,来提高密封性,耐划伤以及耐蚀性。

金属材料的承压边界根据设计和生产标准进行选择,在 ISO 14723 中只是列举了一部分可用材料的压力-温度等级。因此,在采油树,汇管及流线管道阀门选择时常不相同,对以上典型材料的要求可以根据标准 ISO 14723 和 NORSOK Standard M-630 来选择。

水下生产设备还有大量的部件,包括流线管道,冒口,法兰,垫片,密封材料等,其选材的方法步骤与上述三种关键部位选材原则基本相似,在对使用环境了解的情况下,根据大量现行的标准进行选材,控制好腐蚀裕量,考虑经济性,从而组合成一套适合服役环境的水下生产系统。

3 深海水下设施腐蚀控制的推荐做法

设备在服役之后,除了控制好环境因素,采用对关键位置(例如:井口),关键因素(CO_2 分压, H_2S 分压,氯离子含量等)进行长效的监控,还需采用适合的材料腐蚀控制方法。现总结并推荐常用的水下设备的腐蚀控制方法。

3.1 阴极保护法

常见的阴极保护法包括牺牲阳极和外加电流阴极保护。一个好的阴极保护系统可以有效抑制碳钢和低合金钢的均匀腐蚀,接触面的缝隙腐蚀,异种金属的电偶腐蚀,奥氏体不锈钢氯化物应力腐蚀开裂,不锈钢的点蚀和细菌腐蚀等。现行的深海生产

管路的阴极保护系统主要根据 DNV RP-B401 或 NACE RP0176,而碳钢和低合金钢的海底管道系统主要依据 ISO 15589-2 来设计。由于生产设备由不同种材料组装而成,在海水中耐蚀能力较差,所以必须采用阴极保护对系统进行保护处理。而深海中的环境随着深度,位置,季节有很大的不同,对阴极保护电流的影响很明显^[20]。针对此种情况,主要是通过提高初始的电流密度来对不锈钢进行有效极化,深海区的初始电流密度至少是浅水区的 1.5~2 倍。保护与被保护材料之间还需要考虑如下:零件的设计尽量简单,避免复杂的结构导致无法确保阴极保护的均匀性;确保被选择的材料具有最优的热处理工艺和微观组织结构,及应用时确定材料与牺牲阳极之间的稳定的反应等,详细的设计方案还应参照 NACE Report 7L192。

在海水中,电位相对于 Ag/AgCl 体系更负的情况下,容易导致氢脆和开裂。为了最大程度上减小水下设备氢脆开裂的风险,低压阴极保护法采用二极管对电压进行控制,或者选择低压阳极材料,比如 Al-0.1% Ga 合金、碳钢等,而如何对不同体型的部件有效的控制,还需进一步试验验证。

传统使用的阳极材料是铝-锌-铟体系的合金,但是传统的合金比例可能在深海设备中或者在热操作的环境中不太适用。最优的合金成分,需要对设备所处的环境进行了解后,通过相同环境中的模拟试验来确定。

3.2 保护涂层

对生产设施进行内外表面的涂层防腐蚀,是通过涂层的隔离效果,阻止周围环境中的水分、氧及腐蚀性介质进入从而达到防腐蚀的目的^[21]。涂层保护效果的好坏,首先取决于被保护设备表面的情况,良好的表面对涂层的粘附力和防护效果至关重要。所以在设计涂层之前,根据 ISO 8501-3 中的做法,对设备表面进行处理,包括油,灰尘,可溶盐,油脂等。

对于深海设备涂层的选择,首先要考虑如下问题:

(1) 在有涂层的构件上,阴极保护的效果(即与阴极保护的兼容性问题)

由于大多数的深海设备中都具有阴极保护设计,而对于与涂层的兼容性,要根据前期的试验来进行,试验设计可以参考 ISO 21809 关于管线涂层和 ISO 15711 对于涂层的要求。

(2) 操作温度

根据工况下的温度,选择适合的涂层进行保护,常见的涂层可以参考如下:① 温度在 70 ℃左右的情况下,可以选用三层的 PE 或者人造橡胶;② 温度在 95 ℃左右的情况下,可以选择单层或双层的 FBE;③ 温度超过 110 ℃的情况下,三层的 FBE/PP 涂层比较典型;④ 对于更高的温度或者新型的产品要经过实验室和现场量化测试来进一步确定。

(3) 操作深度

静水压力对涂层的影响应该考虑。尤其是隔热涂层的应用时,需要考虑深度的增加,静水压力的涂层传热效果的影响。

(4) 海底环境

要考虑涂层与海底的泥层和沉积物层的兼容性问题,需试验进行验证。

此外,还需要考虑基体材料和涂层的附着问题,涂层设计年限,日常维护等问题。而对于管线接头,紧固件等特殊位置的涂层,参考 ISO 相关标准和实验室的模拟试验来进行涂层的设计。

3.3 加注缓蚀剂

加注缓蚀剂是油气管道防止内腐蚀的另一主要手段^[2]。缓蚀剂的加入,可以在管道内表面形成保护膜从而达到保护的目的。缓蚀剂主要为含氮有机物,具体的缓蚀剂种类、加入量、缓蚀效果与经济性还需根据具体的工况环境、材料等进行分析后确定。加注缓蚀剂的一个现实问题是要清楚流线的走向,保证缓蚀剂的加注可以有效到达被保护部位并形成稳定的保护膜。另一问题就是加强管道中缓蚀剂量的实时监测,保证足够的补充,从而到达预期的缓蚀效果。

4 结论

通过对常见的腐蚀环境和深海腐蚀设备常见的腐蚀行为进行分析,从总体上介绍了深海生产设备常见选材的思路和关键部位的选材方法。考虑特定环境,根据 ISO 和 NACE 等标准,对设备进行适当的选材,并提出了深海水下生产设施的腐蚀控制方法和需注意的问题,希望对今后的深海设备选材和腐蚀控制提供建议。

参考文献:

- [1] 李清平. 我国海洋深水油气开发面临的挑战[J]. 中国海上油气(工程), 2006, 18(2): 130-133.
- [2] 何宁, 王桂林, 段梦兰, 等. 深水油气田开发中的中深水输送概念[J]. 石油工程建设, 2010, 36(3): 33-37.
- [3] 潘一, 孙林, 杨双春, 等. 国内外管道腐蚀与防护研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2014, 26(1): 77-80.
- [4] 王旭东, 裴海涛, 王培勇, 等. 水下油气生产系统防腐设计的探讨[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(5): 430-432.
- [5] 李自力, 程远鹏, 毕海胜, 等. 油气田 CO₂/H₂S 共存腐蚀与缓蚀技术研究进展[J]. 化工学报, 2014, 65(2): 406-414.
- [6] SIM S, COLE I S, CHOI Y S, et al. A review of the protection strategies against internal corrosion for the safe transport of supercritical CO₂ via steel pipelines for CCS purposes[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, 29: 185-199.
- [7] POTS B F M, JOHN R C. Improvement on corrosion prediction and application to corrosion management [C]//NACE Corrosion/2002. [S. l.]: [s. n.], 2002: 02235.
- [8] 宋佳佳, 裴峻峰, 邓学风, 等. 海洋油气井的硫化氢腐蚀与防护进展[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(8): 648-651.
- [9] 曹攀, 周婷婷, 白秀琴, 等. 深海环境中的材料腐蚀与防护研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2015, 35(1): 12-20.
- [10] 马平. 海底天然气管道腐蚀与防护[J]. 全面腐蚀控制, 2012, 26(8): 1-4.
- [11] NORSOK Standard M-001-2004 Material selection[S].
- [12] ISO 13628-2005 Petroleum and natural gas industries-design and operation of subsea production systems[S].
- [13] 陈阳. 加氢脱硫装置中氯离子对管道的腐蚀及安全防护措施[J]. 石油化工安全技术, 2002, 18(5): 22-24.
- [14] FIERRO G, INGO G M, MANCIA F, et al. XPS investigation on AISI 420 stainless steel corrosion in oil and gas well environments[J]. Journal of Materials Science, 1990, 25(2): 1407-1415.
- [15] 高纯良, 李大朋, 张雷, 等. 流速对油管用 N80 钢 CO₂ 腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(12): 1090-1097.
- [16] 范志刚, 李翠楠, 王燕, 等. 流速对天然气输气管道腐蚀的影响规律研究[J]. 钻采工艺, 2010, 3(2): 88-90.
- [17] 杨慧, 薛小平, 傅增祥, 等. 海洋环境中微生物腐蚀及其防护研究进展[J]. 化学与生物工程, 2010, 27(1): 1-5.
- [18] 刘玉秀, 刘贵昌. 硫酸盐还原菌引起的微生物腐蚀的研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2002, 23(6): 245-248.
- [19] 王翔, 赵东风. 不同级别腐蚀管道剩余强度评估方法对比研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2013, 25(1): 85-88.

(下转第 981 页)

(2) 涂刷次数对涂膜物理性能的影响

由表 9 可见,增加涂刷次数到 4 次,涂膜的物理性能不理想,耐化学性能均出现不同程度的下降。这是因为当涂刷次数为 1 次时,颜填料和导电成分在涂膜表面的堆积密度小,基料和颜填料不能很好地均匀分散,防腐效果较差,增加涂刷次数为 3 次时,颜填料和导电成分在涂膜表面的堆积密度增大,涂层变得致密,基料和颜填料能很好地分散均匀,故试片涂膜的物理和耐化学性能良好。继续增加涂刷次数,颜填料和基料就比较分散,造成下一次的涂刷不能很好衔接,故物理和耐化学性能均不理想^[10]。随涂刷次数的增加,涂膜的电阻率也在逐渐的增加,但都处于极板对于涂膜电阻率的要求范围之内。综合结果表明涂刷的次数为 3 次时,涂膜的性能优越。

表 9 涂刷次数对涂膜物理性能的影响(20 °C)

Tab. 9 Effect of coating time on the physical properties of the coating (20 °C)

涂刷次数	涂膜厚度/mm	铅笔硬度	附着力等级	电阻率/($\Omega \cdot \text{cm}$)
1	0.06	H	1	1.4×10^3
2	0.12	1 B	1	5.3×10^3
3	0.16	1 B	1	1.5×10^4
4	0.22	4 B	1	1.7×10^4

3 结论

(1) 不同的干燥时间,不同的涂膜厚度和不同的涂刷次数情况下涂膜的耐化学品性能和物理性能存在差异。

(2) 涂层的耐化学品性能随着干燥时间呈现出先增后减的趋势,12 h 达到峰值,涂膜的电阻率也随着干燥时间呈现出先增后减的趋势,12 h 达到峰值,最优干燥时间为 12 h;涂层的耐化学品性能随着涂层的厚度呈现先增后减的趋势,当厚度为 0.14 mm 时达到峰值,涂膜的电阻率随涂膜的厚度增加而增加,最优的涂膜厚度为 0.14 mm;涂膜的耐化学品性能随着涂膜的涂刷次数的增加呈现出先增后减的趋势,涂刷的次数为 3 次时达到峰值,涂膜

的电阻率随着涂膜的涂刷次数的增加而增加,最佳涂刷次数为 3 次。

(3) 试验确定除尘极板导电防腐涂料最佳涂抹方式为涂膜的厚度不低于 0.14 mm,最佳涂刷次数为 3 次,涂膜烘干温度为 60 °C,烘干时间为 12 h。

参考文献:

- [1] 姜泽宇. 烟气净化设备的腐蚀机理和防护方法[J]. 腐蚀与防护,2005,26(12):530-533.
- [2] 曾庭华. 湿法脱硫系统对锅炉尾部烟道和烟囱影响的研究[J]. 电力建设,2002,23(4):19-22.
- [3] WESSLING B. Effective corrosion protection with the organic metal polyaniline: Basic principles and recent progress[J]. Electro active Polymers for Corrosion Control,2003,843:34-73.
- [4] BUSATO F. Powder and waterborne coatings 2000—2010 is past growth sustainable[C]//Quo Vadis-Coatings. [S. l.]:[s. n.],2002:187-190.
- [5] 郝文阁,侯亚平,赵光玲,等. 静电除尘器极板涂敷导电防腐涂料对静电除尘性能影响的研究[J]. 环境科学学报,2008,28(5):956-959.
- [6] 郝文阁. 水泥厂机立窑用电除尘器研究[J]. 环境工程,2001,19(5):33-35.
- [7] GONZALEZ-GARCIA Y, GONZALEZ S, SOUTO R M. Electrochemical and structural properties of a polyurethane coating on steel substrates for corrosion protection[J]. Corros Sci,2007,49(9):3514-3526.
- [8] 周丹. 纳米导电防腐涂料导电性能影响因素及其制备技术的研究[D]. 哈尔滨:哈尔滨工业大学,2008.
- [9] 谭健斌. 水性沥青防腐涂料的制备与性能研究[D]. 广州:华南理工大学,2010.
- [10] 刘海. 水性环氧涂料制备及防腐性能研究[D]. 沈阳:沈阳理工大学,2012.



(上接第 967 页)

- [20] 李成杰,杜敏. 深海钢铁材料的阴极保护技术研究及发展[J]. 中国腐蚀与防护学报,2013,33(1):10-15.
- [21] 沈光霁,陈洪源,薛致远,等. 管道涂层应用现状分析[J]. 腐蚀科学与防护技术,2013,25(3):246-249.

欢迎投稿 欢迎订阅 欢迎刊登广告