

西气东输二线海管现场补口施工质量控制

杨耀辉^{1,2}, 韩文礼^{1,2}, 张彦军^{1,2}, 徐忠苹^{1,2}, 张红磊^{1,2}

(1. 中国石油集团工程技术研究院, 天津 300451;
2. 中国石油集团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 深港支线海底管道采用环氧底漆-热缩带-开孔型高密度聚氨酯泡沫补口, 介绍深港支线海底管道补口施工过程及控制要点。方法 通过对材料、设备、施工人员及施工过程的有效控制和管理, 保证补口施工的质量。结果 深港支线海底管道施工完成后, 经过现场检测, 补口质量满足 DNV RP F102 和 ISO 21809-3 的技术要求, 填充泡沫的抗压强度及密度等指标满足设计要求。

关键词: 海底管道; 热缩带; 补口; 补口质量

中图分类号: TG174.4 文献标识码: A 文章编号: 1001-3660(2016)11-0129-05

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.11.020

Quality Control of Field Joint Coating of Submarine Section of West-east Gas Transmission Pipeline II

YANG Yao-hui^{1,2}, HAN Wen-li^{1,2}, ZHANG Yan-jun^{1,2}, XU Zhong-ping^{1,2}, ZHANG Hong-lei^{1,2}

(1. CNPC Research Institute of Engineering Technology, Tianjin 300451, China; 2. Research Division of Anti-corrosion Coating and Thermal Insulation Structure, CNPC Key Tubular Goods, Tianjin 300451, China)

ABSTRACT: The work aims to introduce the joint coating process and control essentials of Shenzhen-Hongkong submarine pipelines. Epoxy primer, heat shrink sleeves and opening high density polyurethane foam were jointly used in the joint coating of Shenzhen-Hong Kong submarine pipelines. The quality of joint coating was guaranteed by controlling and managing construction materials, equipment, construction personnels and process in an effective manner. The field test conducted after the completion of Shenzhen-Hong Kong submarine pipelines project showed that quality of joint coating met the technical requirements of DNV RP F102 and ISO 21809-3, and the compressive strength and density of polyurethane foam met the design requirements.

KEY WORDS: submarine pipelines; heat shrink sleeve; joint coating; quality of joint coating

西气东输二线深港支线海底管道分为求大线和香港支线, 其中求大线管道全长 8.9 km, 外径为 914 mm, 壁厚为 25.4 mm, 设计压力 10.0 MPa, 管道由沙湾入海后, 敷设至大铲岛登陆点, 路由分

别穿越规划港区和规划航道。香港支线管道全长 8.9 km, 外径为 813 mm, 壁厚为 22.2 mm, 设计压力为 7.0 MPa, 运行压力不超过 6.3 MPa, 起于大铲岛末站, 经海底敷设至香港龙鼓滩输气站。设计

收稿日期: 2016-05-22; 修订日期: 2016-09-04

Received: 2016-05-22; Revised: 2016-09-04

作者简介: 杨耀辉 (1978—), 男, 硕士研究生, 主要从事油气田地面工程技术研究。

Biography: YANG Yao-hui (1978—), Male, Master, Research focus: oil-gas field surface engineering.

寿命 30 年,采用胜利 901 和中油海 101 铺管船进行海底管线的铺设施工。为防止海底管道遭受海洋环境的腐蚀^[1-2],管道外表面采用 3PE 外防腐层和牺牲阳极的方法对管道进行保护^[3-4],以混凝土为配重层。海底管道采用底漆-热熔胶-热缩带补口,填充材料采用开孔型高密度聚氨酯泡沫。

海底输气管道投资高,施工难度大,是海洋油气工程的生命线^[5-6],腐蚀是影响海底管系统可靠性及使用寿命的关键因素^[7]。海底管道的补口由于受到气候条件、施工设备、人员技术素质等影响,补口工艺控制难度很大,因此补口往往成为海底管道防腐体系的薄弱环节。海底管道补口施工处于高温、高湿、高腐蚀环境,如果补口施工质量得不到保证,就会在缺陷处引发严重的腐蚀^[8],甚至会造成巨大的经济损失和严重的海洋环境污染^[9-12],因此,需要加强对施工环境、施工材料、施工设备、施工人员及施工过程的有效控制和管理^[13],保证补口质量,从而提高海底管道的整体防腐质量及使用寿命。

1 补口施工准备

1.1 施工环境

补口施工前,使用温湿度计对外界环境温度和空气湿度进行检测,并作记录。施工过程中应确保:1)环境湿度不应超过 90%;2)须有充足的光线;3)钢管表面温度至少为露点以上 3℃;4)不得暴露在雨、雪、大风等气候条件下作业。

1.2 施工材料

海底管道补口施工材料主要有热缩带、配套底漆、开孔型高密度聚氨酯泡沫等。底漆和收缩带要有出厂合格证、性能检测报告、第三方检验报告、详细的施工说明等相关材料方能验收入库。由于各厂家的底漆与热熔胶反应机理不完全相同,对固化时间、涂刷温度有不同要求,所以底漆应与热收缩套匹配,底漆与热收缩套材料必须由同一供应商提供。开孔型高密度聚氨酯泡沫的所有成分对人体无害,应有合格证明、使用说明、检测报告、第三方检验报告等相关材料。表 1—3 为补口材料的性能指标要求。

表 1 环氧底漆性能指标
Tab.1 Performances of epoxy primer

No.	性能	性能指标	试验方法
1	固体含量 (质量分数)	100%	ISO 1515
2	阴极 剥离	室温, 28 d	5 mm
		65 ℃, 48 h	3 mm
		65 ℃, 28 d	7 mm
3	抗弯曲性 (2.5°, -20 ℃)	无裂纹和漏点	CAN/CASZ245.20
4	耐冲击性 (1.5 J, -30 ℃)	无破坏	CAN/CASZ245.20
5	附着力	34 MPa	ISO 4624

表 2 热缩带的性能指标
Tab.2 Performances of heat shrink sleeves

No.	性能	性能指标	试验方法
1	收缩后最小厚度	2.7 mm	
2	剥离强度 (与管体), 65 ℃	10 N/cm	EN12068
3	剥离强度 (与涂层), 65 ℃	3 N/cm	EN12068
4	硬度	50 Shore D	ISO868
5	阴极 剥离	室温, 28 d	7 mm
		65 ℃, 48 h	5 mm
		65 ℃, 28 d	12 mm
6	热水浸泡 (65 ℃, 20 d, 端面密封)	膜下无水, 剥离强度不降低	ASTM D870

表 3 聚氨酯泡沫材料性能要求
Tab.3 Performances of polyurethane foam

No.	性能	性能指标	试验方法
1	泡沫密度	160~222 kg/m ³	GB/T 6343
2	开孔率	70%~80%	ASTM D2856
3	抗压强度	≥1.76 MPa	ASTM D162

1.3 施工设备

在海底管道补口施工过程中,用到的主要设备有喷砂机、中频加热设备、发泡设备等。这些设备的相关参数应能满足现场补口施工的技术要求。在设备运到补口现场后,厂商应派技术人员进行设备的安装及调试,确保设备在现场补口施工条件下能正常运行。

1.4 施工人员

为了保证补口施工顺利进行,施工前应根据现

场所用补口材料对施工人员进行有针对性的培训,掌握产品特性和相关参数,确保每个施工人员都通过考试并持证上岗。另外,加强施工人员的责任心也至关重要,没有责任心,即使掌握了补口施工要领,也会违反操作规程,产生随意施工,留下质量和安全隐患。

2 施工过程控制

2.1 焊口清理

应对焊口进行清理,环向焊缝及其附近的毛刺、焊渣、飞溅物、焊瘤等应清理干净。补口处的污物、油和杂质应清理干净;防腐层端部有翘边、生锈、开裂等缺陷时,应进行修理,直至防腐层与钢管完全粘附处。

2.2 预热除湿

用中频加热设备对管口进行预热,在预热时要保证管口预热均匀^[14]。预热后需用接触式测温仪测管口上、中、下三个部位的温度,保证温度在60~70℃之间,若温度低于60℃,则需要重新加热。

2.3 喷砂除锈

钢管表面使用自动喷砂设备进行喷砂除锈,然后使用干燥去油的压缩气体清洁吹扫整个节点区域表面。处理后需对钢管表面的除锈等级和清洁度、盐分进行检测。处理过的钢管表面必须达到ISO8501-1规定的Sa2.5级,喷砂后如钢管表面有阴影存在,阴影部分面积不得超过喷砂钢管面积的5%。钢管表面清洁度测试方法按照ISO 8502-2或ISO 8502-06检测标准对钢管表面进行盐分检测,验收标准为不得超过20 mg NaCl/m²。如果表面处理结果不合格,要及时检查更换钢砂,重新进行喷砂处理。表面处理与补口施工间隔时间不宜超过2 h,表面返锈时,应重新进行表面处理。

2.4 焊口加热

使用接触式测温仪检测钢管表面温度,若钢管表面温度低于60℃,再次使用中频加热设备将钢

管加热到60~70℃。

2.5 涂覆底漆

按底漆操作说明将配套环氧底涂混合均匀,将混合均匀的底漆涂覆到除锈后的钢管表面,使用涂覆工具将底漆均匀涂抹在钢管表面。涂覆时应尽量保持厚度均匀,避免出现漏涂和流挂。在底漆未干之前使用湿膜测厚规对底漆厚度进行检测,检测点为钢管周向3、6、9、12点位和轴向的左中右点位,环氧底漆涂层厚度不得小于200 μm。

2.6 底漆强制固化

在涂刷环氧底漆并检测湿膜厚度完成后,使用中频加热设备对底漆进行加热强制固化,加热时间设定为240 s。使用接触式测温仪检测钢管表面温度,若钢管表面温度低于135℃,再次使用中频加热装置将钢管加热到135~150℃。如果出现主管线3PE外表面温度偏低的情况,可以使用烤把对3PE外表面进行加热,使主管线3PE外表面温度达到135~150℃。

2.7 安装热缩带

中频加热完毕后,马上把热缩带安放在涂敷节点中间位置,热收缩带的搭接位置应该为易操作位置(一般为管道的2点或10点位置)。在热缩带整体加热收缩前,小火加热带下搭接处的背衬,用辊轮反复滚压该处,使背衬牢固粘贴在钢管表面。小火加热带上搭接处的胶粘剂层,直到胶粘剂开始发亮熔融,然后将封端片紧紧地压在热缩带的搭接部位。用小火轻轻加热封端片的表面,并用辊轮反复滚压搭接处使其自然紧密的粘贴。

用中火从热缩带的中间开始绕圈加热,当热缩带的中间部分紧贴钢管表面后,左右晃动烤把将加热区域逐渐向两端扩展。在热缩带与钢管节点轮廓完全紧贴后,用中等火焰进行后期加热使热缩带边缘自然溢胶^[15]。

安装完成后,用清水强制冷却后须进行热缩带安装质量检查。热缩带与钢管表面应完全贴附,无明显气泡;胶粘剂应均匀自然溢出,而非赶压溢出。热收缩带与主管线防腐层的搭接宽度应大于50 mm。对管体环向的3点钟、6点钟、9点钟和12

点钟位置进行厚度测量,各点测试结果均应大于 2.5 mm。按照 NACE RP0274 标准对热缩带安装系统进行 25 kV 电火花检漏,无漏点为合格。

2.8 发泡材料填充

首先在接头两侧的水泥配重层端部安装橡胶密封条,然后用镀锌钢板环绕在接头处形成环形空腔,并用打包带绑扎,在镀锌钢板与水泥配重层重合的部分捆扎钢带并收紧。利用发泡机注射泡沫料,注料量根据环境温度在 24~35 kg 范围内调整。泡沫料注入后,使用橡胶板将注射孔盖住并用绑扎带固定,防止泡沫成型时从注射孔大量溢出。泡沫完全成型后,使用橡皮锤轻轻敲击填充区域各处,如有空洞声音,需要在空洞区域的临时模具上开孔并进行手工发泡修补。每 50 道口需要进行一次泡沫密度的检测,检查密度是否在 160~222 kg/m³ 之间,如果密度低于 160 kg/m³,应立刻停止泡沫填充施工并排查原因,直至问题解决后方可继续进行泡沫填充。

2.9 施工质量检测

热收缩带安装完成后进行厚度、电火花检漏和剥离强度检测。用测厚仪分别在 3 点钟、6 点钟、9 点钟、12 点钟位置进行了补口安装系统的厚度检测,测试方法按照 SY/T 0066—1999《钢管防腐层厚度的无损测量方法(磁性法)》的要求进行,表 4 为厚度检测结果。剥离强度检测时用中频加热设备将补口系统加热至不同的温度,用拉力计测试补口安装系统的剥离强度,检测方法参照 DNV RP F102、ISO 21809-3 进行,表 5 为剥离强度测试结

表 4 补口安装系统厚度
Tab.4 Thickness of joint coating system

测试位置	3点钟	6点钟	9点钟	12点钟
厚度/mm	2.9	2.8	3.0	2.9

表 5 补口安装系统剥离强度
Tab.5 Peeling strength of joint coating system

温度/℃	剥离强度/(N·cm ⁻¹)	
	与底漆	与PE
60	33	28
45	112	92.5
25	154	141

果。使用电火花检漏仪进行补口安装系统的漏点检测,检测方法按照 SY/T 0063—1999《管道防腐层检漏试验方法》进行,检测结果显示无漏点。

以上检测结果表明,补口安装系统的厚度≥2.7 mm,25 kV 电火花检漏无漏点,补口安装系统的剥离强度远高于 DNV RP F102 和 ISO 21809-3 的技术要求。泡沫填充完成后取样进行抗压强度和密度的检测,泡沫抗压强度不小于 1.86 MPa,泡沫密度为 205 kg/m³,满足设计要求。

3 安全、环境保护和健康管理措施

在海底管道补口施工过程中,首先保证操作人员的安全及海洋环境不受污染。因此,补口施工人员必须戴好口罩等必要的劳动保护用具,在操作设备的过程中要严格按照操作规程进行,并安排好人员进行全过程的监控,防止出现意外事故。在施工时产生的固体废弃物要及时回收,不得随便丢弃到海里。

4 结论

海底管道现场补口是制约整个海底输气管道质量的重要因素,只要补口材料、设备、施工人员及各工序得到有效控制,补口施工完全按照相关标准规范、操作规程和设计文件来进行操作,补口质量就能得到保证。从补口现场施工来看,其补口安装系统的性能都远远超过了标准 DNV-RP-F102 及深港支线海底管道接头涂层和填充材料技术规格书的技术要求。截止到 2012 年 11 月 2 日,西气东输二线深港支线海底管道工程已全部完工,累计完成补口 1613 道,补口一次报检合格率 100%。

参考文献

- [1] 史洪微,刘福春,王震宇,等.海洋防腐涂料的研究进展[J].腐蚀科学与防护技术,2010,22(1):43—46.
SHI Hong-wei, LIU Fu-chun, WANG Zhen-yu, et al. Research Progress of Corrosion Resisting Paints for Marine Application[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2010, 22(1): 43—46.
- [2] 王义,靳有.浅析海洋平台腐蚀与防护[J].全面腐蚀控制,2013,27(3):8—10.
WANG Yi, JIN You. Analysis Corrosion and Anticorro-

- sion in Offshore Platforms[J]. Total Corrosion Control, 2013, 27(3): 8—10.
- [3] 魏伟荣, 郑国良. 海底管道外防腐涂层设计及涂敷工艺探讨[J]. 材料开发与应用, 2013, 28(4): 30—33.
WEI Wei-rong, ZHENG Guo-liang. Design of External Anticorrosion Coating and the Coating Process for Submarine Pipeline[J]. Development and Application of Materials, 2013, 28(4): 30—33.
- [4] 肖治国, 张敬安, 郑辉, 等. 海底管道牺牲阳极更换及腐蚀因子分析[J]. 全面腐蚀控制, 2012, 26(11): 17—19.
XIAO Zhi-guo, ZHANG Jing-an, ZHENG Hui, et al. The Replacement Technique of the Subsea Pipeline Sacrificial Anode and the Analysis of the Corrosion Factor[J]. Total Corrosion Control, 2012, 26(11): 17—19.
- [5] 周晶, 冯新, 李昕. 海底管线全寿命安全运行的关键问题研究[J]. 工程力学, 2011, 28(增刊2): 97—108.
ZHOU Jing, FENG Xin, LI Xin. Research on Critical Issues of Life Cycle Service Safety for Subsea Pipelines[J]. Engineering Mechanics, 2011, 28(S2): 97—108.
- [6] 穆龙新, 潘校华, 田作基, 等. 中国石油公司海外油气资源战略[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 1023—1030.
MU Long-xin, PAN Xiao-hua, TIAN Zuo-ji, et al. The Oversea Hydrocarbon Resources Strategy of Chinese Oil-Gas Companies[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 1023—1030.
- [7] 李军, 王洪彬, 李燕. 影响海底管道寿命的主要因素及防范建议[J]. 石油工程建设, 2007, 33(2): 35—38.
LI Jun, WANG Hong-bin, LI Yan. Main Factors Influencing Marine Pipeline Service Life and Proposal of Countermeasures[J]. Petroleum Engineering Construction, 2007, 33(2): 35—38.
- [8] 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.
MA Ping. Corrosion and Protection of Submarine Gas Pipeline[J]. Total Corrosion Control, 2012, 26(8): 1—4.
- [9] 张抗. 依靠自主设备开发深海油气[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 802—808.
ZHANG Kang. Developing Oil and Gas from Deepwaters with the Selfmanufactured Equipment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 802—808.
- [10] 崔征科, 蔡春麟, 施健, 等. 影响东海海底管道安全的灾害因素[J]. 海洋地质前沿, 2014, 30(1): 48—54.
CUI Zheng-ke, CAI Chun-lin, SHI Jian, et al. Geohazard Factors and Their Impact on Submarine Pipeline Safety in the East China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2014, 30(1): 48—54.
- [11] 陈郁栋, 曾志翔, 彭叔森, 等. 苯胺三聚体固化环氧树脂制备防腐涂层及其性能研究[J]. 表面技术, 2014, 43(3): 158—162.
CHEN Yu-dong, ZENG Zhi-xiang, PENG Shu-sen, et al. Preparation and Properties of Epoxy Resin Anticorrosive Coating Cured by Aniline Trimer[J]. Surface Technology, 2014, 43(3): 158—162.
- [12] 王涛, 刘斌, 方志刚. 海洋工程设施和船舶防腐涂料与涂装技术现状和发展趋势[J]. 上海涂料, 2012, 50(9): 26—29.
WANG Tao, LIU Bin, FANG Zhi-gang. The Status and Developing Trend of Anticorrosion Coatings and Painting Technology for Marine Engineering Facility and Ship[J]. Shanghai Coatings, 2012, 50(9): 26—29.
- [13] 王学国, 马金凤. 长输管道现场防腐补口质量控制[J]. 防腐保温技术, 2005, 13(4): 29—31.
WANG Xue-guo, MA Jin-feng. Quality Control on On-site Anti-corrosion Joint Welding of Long Transferring Pipeline[J]. Anticorrosion & Insulation Technology, 2005, 13(4): 29—31.
- [14] 吴淑贞, 马金濮. 管道防腐补口技术的进展及施工要求[J]. 腐蚀防护, 2010, 13(3): 39—42.
WU Shu-zhen, MA Jin-pu. Advances and Construction of Joint Coating Technology of Pipelines[J]. Corrosion & Protection, 2010, 13(3): 39—42.
- [15] 王放, 刘金霞, 张其滨, 等. 管道防腐热收缩带补口的问题研究及对策[J]. 防腐保温技术, 2010, 18(3): 48—50.
WANG Fang, LIU Jin-xia, ZHANG Qi-bin, et al. A Study on Problem of Heat Shrinkable Sleeve Joint Coating of Pipelines[J]. Anticorrosion & Insulation Technology, 2010, 18(3): 48—50.