

海洋油气管道立管段腐蚀分析及治理工艺研究

韩羽 (中海油能源发展装备技术有限公司, 天津 300452)

摘要: 海洋油气管道立管段长期处在海水环境中, 腐蚀减薄严重, 本文总结立管段腐蚀治理的经验针对腐蚀位置制定不同的施工方法, 针对不同方案制定不同施工工艺, 每种方法都有成功应用案例, 为海洋油气管道立管段腐蚀治理提供了借鉴依据。

关键词: 立管段; 护管; 绝缘法兰; 悬挂法兰; 抱卡

中图分类号: TE973.6 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 036-0145-03

Research on Corrosion Analysis and Treatment Technology for Riser Sections of Offshore Oil and Gas Pipelines

Han Yu (CNOOC Ener Tech Equipment Technology Co., Ltd. Tianjin 300452, China)

Abstract: The riser section of offshore oil and gas pipelines is exposed to seawater for extended periods, leading to severe corrosion and thinning. This article summarizes the experience in managing corrosion of the riser section, formulating different construction methods based on the location of corrosion, and developing distinct construction techniques for various schemes. Each method has successful application cases, providing a reference for the management of corrosion in the riser section of offshore oil and gas pipelines

Keywords: riser section; Protective tube; Insulated flange; Hanging flange; Hold the card

海管是海上油田介质传输的基础设施, 是海上石油资源开发的“生命线”。海管一旦破损泄漏, 将会造成严重的海洋环境污染, 同时也会产生巨大的经济损失。

近年来根据对海管的内检测及巡检排查发现, 暴露在海管水汽中的海管出现不同程度的外腐蚀情况, 特别是位于飞溅区及以上的海管, 由于长期在高温、高湿、高盐碱环境下, 且此位置海管立管段处于潮差区、飞溅区, 大部分海管立管段外腐蚀严重, 存在外防腐涂层破坏脱落的情况, 为了避免造成损失, 需对存在类似腐蚀风险的海管立管段进行隐患治理, 确保海管的安全平稳运行^[1]。

1 海管立管段腐蚀因素分析

根据目前对国内海底管道事故及维修统计, 2010年以来, 海管立管段发生过不同程度的失效事故及维修, 整体呈增长趋势, 主要是因为随着海管服役周期增长, 腐蚀现象逐渐增多, 为确保海底管道安全运行, 预防性维修逐渐增加^[2]。

目前造成中海油管道立管段故障的主要原因是金属腐蚀, 金属腐蚀的分类方法各种各样, 经常使用的分类方法有如下几种:

①根据腐蚀所处的环境可以分为接触腐蚀、应力腐蚀、磨损腐蚀、细菌腐蚀、杂散电流腐蚀、土壤腐蚀、海水腐蚀、大气腐蚀、化学介质腐蚀等; ②根据作用机理可以分为物理腐蚀、电化学腐蚀、化学腐蚀; ③根据腐蚀特点可以分为局部腐蚀、全面腐蚀。

目前海管常见的腐蚀主要有焊缝腐蚀、疲劳腐蚀、氢脆腐蚀、局部腐蚀和全面腐蚀这几种。

依据管道输送介质的性质和输送条件, 根据管道腐蚀的部位可分为以下两种: ①外腐蚀: 腐蚀管道的外表面, 由于管道外表面始终与海水或海里的土壤等接触, 从而导致外表面被腐蚀; ②内腐蚀: 腐蚀或侵蚀管道的内表面, 这种腐蚀存在于管道与输送介质的接触面。

2 施工工艺

2.1 碳纤维补强施工工艺 (见图 1)

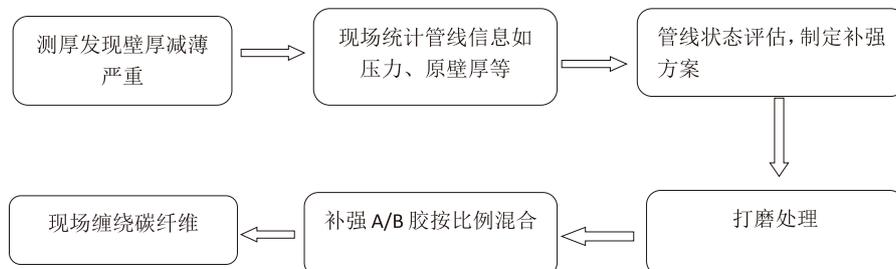


图 1

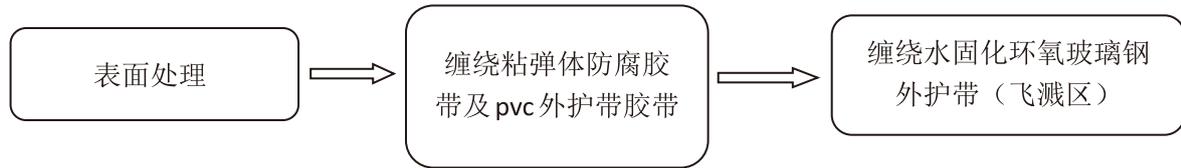


图 2

2.2 粘弹体防腐施工工艺 (见图 2)

2.3 纳塑钢防腐、补强施工工艺

2.3.1 水上区域纳塑钢修复防腐缠绕

①表面处理等级达到 ST2 级；②底层防腐材料涂刷：用防腐材料进行涂刷；③修复及填充：对于管线上的凹坑用高温成型修复材料进行填充修复；④调制水下灌注材料：依据产品说明书调制水下灌注材料，接下来涂到防腐带上，然后把防腐带缠绕到滚轴上；⑤防腐带缠绕施工：用滚轴对管道进行缠绕。先始完整缠绕一周，两条缠绕带的压接宽度大于增强带宽度的 1/2，第一层缠绕后，第二层缠绕的方向与第一层相反。为了避免防腐带接头处出现松散的情况，缠绕后需对防腐带的末端进行捆扎固定；⑥耐候性材料的涂刷：在水下灌注材料固化后，涂刷抗紫外线高分子材料，增强施工的耐候性。

2.3.2 水下区域纳塑钢缠绕增强

①表面处理：潜水员使用气动磨机和高压水枪等工具对修复表面进行清理，清理后的表面不存在游离海生物等不固定杂物；②对破损部位的临时封堵：由潜水员使用大于破损位置 50% 的 2MM 厚不锈钢板进行临时封堵；③调配纳塑钢材料：依据产品说明书调制水下灌注材料，接下来涂到防腐带上，然后把防腐带缠绕到滚轴上；④水下的缠绕施工：潜水员用滚轴对管道进行缠绕。先始完整缠绕一周，两条缠绕带的压接宽度大于增强带宽度的 1/2，第一层缠绕后，第二层缠绕的方向与第一层相反。为了避免防腐带接头处出现松散的情况，缠绕后需对防腐带的末端进行捆扎固定^[3]。

2.4 贝尔佐纳材料防腐、补强施工工艺

①使用高压清洗器和动力打磨设备对便面进行处理，直至露出金属本体；②根据材料表配比要求进行配比；③依照贝尔佐纳材料使用说明书要求进行施工。

2.5 StrongBack 材料防腐、补强施工工艺

①表面进行 ST2 级别打磨处理；②刮涂填充修补剂：选用硬质毛刷或刮板用力刮涂，要求填充至圆滑外形；③刮涂粘接修补剂：选用手涂或刮板用力刮涂，要求覆盖全面、涂抹均匀；④缠绕高强加固带：对维修区域缠绕高强加固带，首尾 100% 叠加，过程 50% 叠加缠绕，一个来回缠绕 4 层，腐蚀严重点位建议至

少缠绕 8 层，施工过程中缠绕带需要浸水或喷水，要求完全贴合、无空鼓、无翘边^[4]；⑤缠绕压紧薄膜：对缠绕完加强带的表面 50% 重叠螺旋缠绕 4 层压紧薄膜，缠绕区域须大于管道加强带区域，确保加固带被完全包裹，并将薄膜抚平贴紧。再使用棘轮滚动孔扎，刺透薄膜，待加固带完全固化薄膜失去作用后（一般 24h），拆除薄膜（也可不拆除）。

2.6 海管立管段卡具安装维修施工工艺

2.6.1 法兰漏点捆扎

①用防爆工具清理法兰间隙内的锈层，漏点周遭镶嵌耐油水密封条。②测量法兰周长尺寸，裁剪不锈钢钢带，用手动紧带器对钢带进行拉紧并锁定钢带卡扣进行首次密封。

2.6.2 碳纤维复合材料修补工艺管线焊道补强、夹具与管线接口粘接

①管线清理及修补剂修复；②粘贴纤维片。

2.6.3 注射式带压密封工艺

①施工人员穿戴好防护用品；施工人员应站在上风口操作或用压缩空气把泄漏介质吹到一边，把泄漏部位显露出来。②首先将一半夹具安装到泄漏量比较小的一面，然后装另外一半夹具，两半夹具对接好后迅速用螺栓将其紧固，紧固后对夹具的间隙进行观察，如有间隙过大的地方，需使用垫片进行填补。③夹具安装好之后，操作注射枪的人员必须站在注射枪和注射阀的侧面操作注入密封剂。④刚开始进行密封剂注入时受到的阻力较小，这时需要关注是否有外溢的情况；当泄漏已经停止时，需要慢慢注射密封剂，并随时关注压力表的变化，避免密封比压急剧增加；当系统压力不稳定时或较高的时候，一定要保持 ΔP 小于 10MPa，避免夹具变形，从而造成密封剂外溢^[5]。

2.7 海管立管段换管维修施工工艺

①人员、机具、材料施工前检查；②确定更换管段的位置；③根据现场实际情况搭设脚手架；④将悬挂法兰及以下套管以半圆管切开露出主管，查找腐蚀严重段范围后确定需要换管的米数；⑤根据换管实际尺寸，提前预制连接法兰及中层套管，再将连接法兰、中层套管与准备的新主管焊接连接；⑥调试气动锯进行管线切割；⑦在主管线上焊接吊装吊耳，确保切割

移除时能安全固定；⑧使用电钻对管线进行切割开孔，使管线中水自然流出，直至液位与开口位置齐平；⑨切割完成后，利用手拉葫芦、吊带回收废管段；⑩将预制好的管线吊装至舷外主管段上方，取出主管内封堵器，进行对口，检测无可燃气体后，利用点焊进行定位；⑪管线焊接，焊接前需将焊接区域擦拭干净，可燃气体检测装置测试合格后，开始进行焊接；焊接完成后对所有焊道进行100%探伤；⑫焊口探伤结果确认后，清理现场，恢复系统流程。

2.8 海管立管段环空灌浆治理

①施工准备，脚手架搭设作业；②吊点焊接作业；③外部护管切割；④立管段护管环形空间测量及环形空间内海生物清理；⑤封隔器封下放方案选择及封隔器下放堵漏；⑥立管段内水泥灌浆；⑦外部护管恢复、检验、防腐；⑧拆除脚手架、现场物料垃圾回收。

3 检验与验收

3.1 粘弹体施工后的检验与验收

检测项目包括外观、厚度及漏点，应符合下列要求：①外观：整体外观平整且无明显凸起，缠绕搭接处需均匀，没有褶皱和气泡；搭接宽度大于10mm；②厚度：需要对每道至少一个截面上均匀分布的4个点位进行无损测厚检测，不合格的要采用易可贴进行补救；③漏点：将电火花检漏仪的电压设定为15kV，以0.2m/s的速度对易可贴防腐层进行全面的无漏点检查，对存在漏电的位置进行补救，然后在进行检查，直到全部合格为止。

3.2 碳纤维材料施工后的检验与验收

根据《管道补强验收准则》对补强位置进行检验检测。①外观和尺寸。首先对修复的表面进行清洗，使表面整洁；然后目测和实测，确认是否存在位置偏差的情况，偏差大于10mm的不合格；②空鼓。使用工具轻敲修复系统表面，如出现沉闷沙哑的声音，说明有空鼓，视为不合格；③硬度。检测复合材料的邵氏D硬度，硬度大于55视为合格；④不合格项目处理。需要对不合格的区域进行修复，直至合格。

3.3 纳塑钢材料施工后的检验与验收

需要在完工24h后进行检查，要求材料表面平整均匀、没有起泡和开裂的现象。

3.4 贝尔佐纳材料施工后的检验与验收

①材料基料与固化剂的混合必须完全充分；②混合均匀的材料与基材要完全充分接触；③泥状修补材料建议最低厚度不要低于1.6mm；④防腐涂层材料严格按照使用说明书的最低膜厚以及最高膜厚执行；⑤涂层材料涂敷遍数：建议最低2遍；⑥严格按照材料在不同工况使用的不同固化时间要求来使用；⑦泥状修

补材料涂敷后保持表面平整，厚度达到既定要求；⑧通过测厚仪器以及检测漏点的湿海绵/电火花检测仪器来检查。

3.5 StrongBack 材料施工后的检验与验收

需要在完工24h后进行检查，要求材料表面平整均匀、没有起泡和开裂的现象。

3.6 海管立管段卡具施工后的检验与验收

生产单位和施工单位商定检测方法，并将商定后的检测方法纳入到施工方案中，施工结束后，采用施工方案中的检测方法进行24h的检测，如在此期间无泄漏，则视为合格，然后由业主进行验收并形成验收记录。

3.7 海管立管段换管维修后的检验与验收

更换新管段全部焊接完成后，待焊道自然冷却，对所有焊道进行100%探伤，当无法使用RT时，可用MT+UT进行探伤。

3.8 海管立管段环空灌浆治理后的检验与验收

①为了了解灌浆进度及质量，大袋材料必须进行计数并在质量文件中登记；②灌浆样块需保存在20摄氏度水箱内，在48h后脱模并为每一个样块标记上唯一编号；③灌浆样块需放入湿布中和塑料袋中，并放入特制的塑料筒中记录并核对；④灌浆样块收到后，在20摄氏度情况下保存28天，实验室进行测试；⑤高性能灌浆料20℃时28天压缩强度：大于110MPa。

4 结论

海管立管段在潮差区高盐雾、高湿环境下，海面部分锈蚀严重，本文从实际案例出发，对海洋油气管道立管段腐蚀原因进行了详细的分析，针对不同位置、不同腐蚀程度给出了不同的治理方法，并对不同的工艺进行了描述，文中提到的治理工艺在海管立管段腐蚀治理工作中具有重要借鉴作用。

参考文献：

- [1] 任跃龙. 机械管卡在海底管道维抢修中的应用[J]. 化工装备技术, 2020, 41(01): 60-64.
- [2] 虎攀, 樊荣兴, 孙道青, 王智勇, 姜舒怀. 海洋平台立管防腐修复技术探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(15): 183-184.
- [3] 张明昌, 宏军, 王小兵, 李学艺, 杜志刚. 管外封隔器在高压低渗透油藏完井中的应用[J]. 石油钻采工艺, 1999, 21(002): 01-01.
- [4] 叶永彪, 高磊, 马国强, 汪智峰. 海洋平台立管防腐维修技术及实践[J]. 全面腐蚀控制, 2014, 28(12): 77-79.
- [5] 李虎. 某平台海管立管腐蚀现状及防护措施[J]. 涂层与防护, 2020, 41(08): 11-13+22.