

成品油管道基于内检测的 适用性评价与维修决策

李明¹, 杨文², 牛彻³, 杜威³, 杨静¹

(1.中国石化大连石油化工研究院, 辽宁 大连 116045; 2.国家管网华南分公司, 广州 100083;
3.国家管网华东分公司, 上海 200050)

摘要: **目的** 建立成品油管道基于内检测的适用性评价及维修决策方法。**方法** 针对某成品油管道内检测数据中的管道缺陷, 进行缺陷尺寸特征与环焊缝关系等统计分析。考虑缺陷形态对管道安全运行的影响, 结合国内外相关标准, 制定成品油管道缺陷维修判定准则。结合缺陷强度评价、腐蚀速率计算以及剩余寿命预测, 确定缺陷维修计划和再检测周期。**结果** 该管道内外腐蚀较突出, 管道外部腐蚀缺陷分布相对较为均匀, 而内部腐蚀缺陷分布较为集中。通过腐蚀缺陷点与最近环焊缝距离分析, 发现疑似焊缝处防腐层补口失效 3 处。经评价分析, 该管道建议无立即修复缺陷, 所有 93 处腐蚀类金属损失缺陷计划响应时间都在 5 年内。通过管道适用性评价、腐蚀缺陷剩余寿命预测, 确定管道再检测时间间隔为 5 年。**结论** 采用 ASME B31G、分段腐蚀速率预测等方法实施管道完整性评价, 并以此确定缺陷维修响应等级和时间具有较好的实施效果。当现场开展开挖修复工作后, 应根据开挖测量结果修正管道缺陷维修计划。

关键词: 成品油管道; 内检测; 适用性评价; 剩余寿命预测; 维修决策

中图分类号: TG172 文献标识码: A 文章编号: 1672-9242(2021)04-0043-07

DOI: 10.7643/ issn.1672-9242.2021.04.006

The Fitness-for-service Assessment and Maintenance Decision-making of a Refined Oil Pipeline

LI Ming¹, YANG Wen², NIU Che³, DU Wei³, YANG Jing¹

(1. Dalian Research Institute of Petroleum and Petrochemicals SINOPEC, Dalian 116045, China; 2. Pipe China South China Branch, Guangzhou 100083, China; 3. Pipe China East China Branch, Shanghai 200050, China)

ABSTRACT: A method for applicability evaluation and maintenance decision-making based on in-line inspection for refined oil pipelines is established. According to the pipeline defects in the inspection data of a product oil pipeline, statistical analysis of the relationship between the defect size characteristics and the girth weld is carried out. Considering factors such as the influence of combined defects and girth welds, and the characteristics of defects, the criteria for determining the defect maintenance

收稿日期: 2020-10-29; 修订日期: 2021-01-05

Received: 2020-10-29; Revised: 2021-01-05

基金项目: 国家重点研发计划课题 (2017YFF0210404); 中国石油化工集团公司资助项目 (320034)

Fund: Supported by National Key R&D Project of China(2017YFF0210404) and China Petrochemical Corporation Funded Project (320034)

作者简介: 李明 (1982—), 男, 博士, 研究员, 主要研究方向为储运设施完整性检测评价。

Biography: LI Ming (1982—), Male, Doctor, Researcher, Research focus: integrity inspection and evaluation of storage and transportation facilities.

引文格式: 李明, 杨文, 牛彻, 等. 成品油管道基于内检测的适用性评价与维修决策[J]. 装备环境工程, 2021, 18(4): 043-049.

LI Ming, YANG Wen, NIU Che, et al. The fitness-for-service assessment and maintenance decision-making of a refined oil pipeline [J]. Equipment environmental engineering, 2021, 18(4): 043-049.

of refined oil pipelines are formulated. Combined with defect residual strength evaluation, residual life prediction and comprehensive factor analysis, the defect maintenance decision is determined, and the next pipeline inspection time proposal is proposed. According to the statistics on the characteristics of pipeline defects, it is found that the internal and external corrosion of the pipeline is relatively prominent; the external corrosion defects of the pipeline are relatively uniform, while the internal corrosion defects are more concentrated. The analysis on the relationship between corrosion defects and girth welds reveals that there are three suspected welds with anti-corrosion coatings for the failure of the repair, and further excavation and verification shall be conducted. After evaluation and analysis, it is recommended that the pipeline does not need an immediate repair of the defects, and the planned response time for all 93 corrosive metal loss defects is within 5 years; considering the integrity of the pipeline, combined with the remaining life prediction results, the next inspection interval of 5a is suggested. The method of ASME B31G, segmented corrosion rate prediction and other methods are adopted to carry out pipeline applicability evaluation, and a better defect repair response level and repair time are determined with this. Furthermore, taking into account the complexity of the pipeline service environment and the limitation of detection accuracy, the defect repair plan should be revised based on the actual pipeline operation and the results of the excavation verification.

KEY WORDS: refined oil pipeline; in-line inspection; applicability evaluation; remaining life prediction; maintenance decision

管道在铺设施工以及运行过程中,不可避免会产生制管缺陷、焊接缺陷、腐蚀减薄等诸多损伤,破坏管道本体的完整性,甚者导致管道发生泄漏、断裂,并引发火灾爆炸事故,使人民的人身财产安全和生活环境受到破坏威胁^[1-3]。采用有效的检测方法及时发现管体中各类缺陷和损伤,是保证管道安全运行的重要措施。目前,国内外广泛使用漏磁内检测法实施管道缺陷在线检测^[4-6]。通过实施管内漏磁内检测,可以得到被检管道中存在的各类缺陷个数、位置、严重程度等信息,但无法确定缺陷是否需要立即维修以及维修先后顺序的准确结论^[7-8]。如果把检测到的所有缺陷都实施维修,又会很大程度地浪费维修资金。因此,利用内检测数据对缺陷管道开展完整性评价,并以此科学制定管道维修响应计划,保障管道长期安全可靠,成为了管道完整性管理工作的重点^[9-10]。

文中根据实际案例,建立了基于内检测数据的管道缺陷维修响应计划制定方法,为基于内检测技术的管道完整性评价、缺陷维修等核心业务提供指导。

1 管道概况

国内某成品油管道于 2015 年投产使用。管道全长 180.4 km,管径为 $\phi 355.6 \text{ mm} \times 7.1 \text{ mm}$ 。管道采用三层 PE 外防腐层,同时采用强制电流为主、牺牲阳极为辅的方法实施管道阴极保护。管道输送介质为成品汽油和柴油,工作温度为常温,管输最大允许运行压力(MAOP)为 9.5 MPa。管道运营方委托第三方检测公司对该成品油管道分次进行了几何变形检测和漏磁内检测工作。

2 管道缺陷数据统计分析

2.1 腐蚀类缺陷统计

本次管道实施内检测后,共发现腐蚀类缺陷 93

处,其中内部腐蚀缺陷 30 处,外部腐蚀缺陷 63 处。缺陷腐蚀金属损失深度 $d \geq 0.1T$ (T 为管道公称壁厚)的有 92 处,深度 $d \geq 0.2T$ 的有 13 处。缺陷平均腐蚀深度 d 为正常壁厚的 14%,缺陷最深腐蚀深度为正常壁厚的 28%,是一处内部腐蚀,所在管段壁厚为 8.7 mm。

腐蚀缺陷金属的损失深度统计见表 1。可以看出,检测发现的腐蚀缺陷绝大部分腐蚀深度在 $0.2T$ 以内,仅有 13 处大于等于 $0.2T$ 。外部腐蚀缺陷总数量为 63 个,金属损失平均深度为 $0.14T$,内部腐蚀缺陷总数量为 30 个,金属损失平均深度为 $0.15T$ 。整体而言,管道外部金属损失缺陷较内部金属损失缺陷严重一些。

表 1 腐蚀缺陷金属损失深度统计
Tab.1 Corrosion defect metal loss depth statistics

缺陷腐蚀深度	内部	外部	总数量
$0.05T \sim 0.1T$	0	1	1
$0.1T \sim 0.2T$	24	55	79
$0.2T \sim 0.3T$	6	7	13
总计	30	63	93

腐蚀缺陷金属损失深度沿管道里程的分布如图 1 所示。可以看出,管道外部腐蚀缺陷分布相对较为均匀,而管道内部腐蚀缺陷则集中分布于 3 个检测段内。考虑该管道为首次内检测,管道内部腐蚀可能由管道投产前水联运后在一些上倾角管段中的残留水所导致^[11-12]。应当结合管段高程、介质含水量等因素查明原因,采取针对性防护措施,同时加强管道日常清管,将管内腐蚀产物及杂质清除干净^[13]。

通过分析管道环焊缝临近区域(两侧各 200 mm 范围内)外部腐蚀情况,可判断管道补口失效问题^[14]。管道内检测发现深度 $\geq 0.1T$ 的外部腐蚀距最近环焊缝的分布如图 2 所示。环焊缝两侧 200 mm 范围内仅

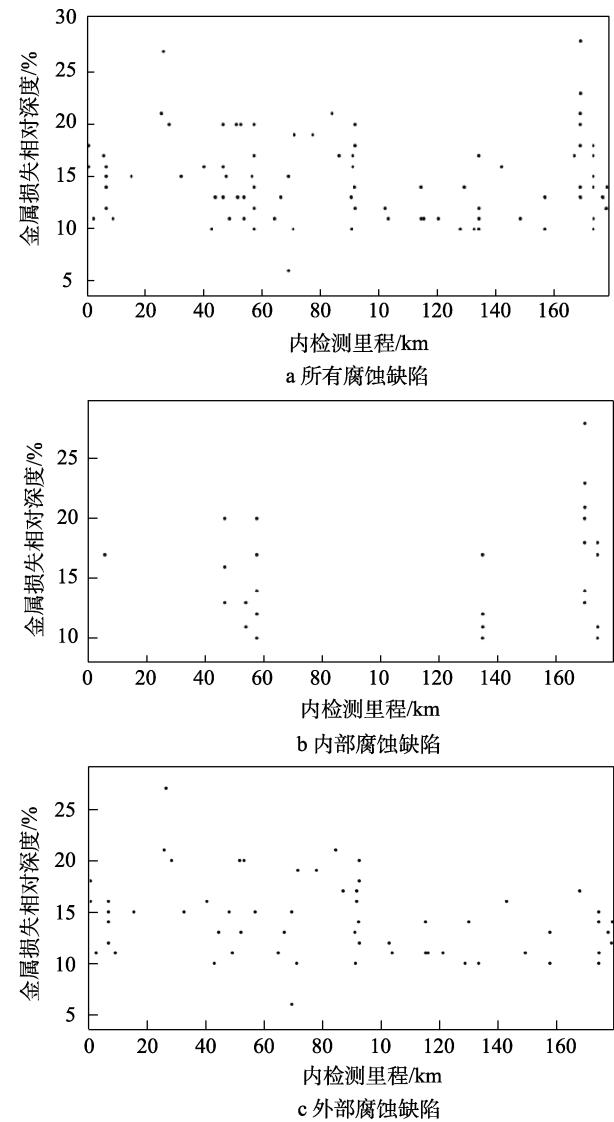


图 1 腐蚀缺陷金属损失腐蚀深度沿里程分布
Fig.1 Distribution map of metal loss depth of corrosion defects along mileage: (a) all corrosion defects; (b) internal corrosion defects; (c)external corrosion defects

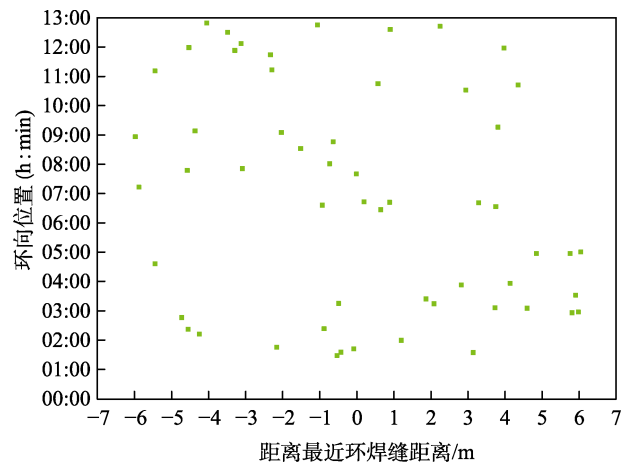


图 2 管道内检测深度 $\geq 0.1T$ 外部腐蚀距最近环焊缝的分布情况
Fig.2 The distribution of the nearest girth weld with a depth $\geq 0.10T$ in the pipeline

有 3 处腐蚀，其中 2 处金属损失深度为 $0.15T$ ，1 处为 $0.14T$ ，而且外部腐蚀无明显环焊缝聚集趋势。可以看出，检测管道补口区域整体情况较好，个别管道补口处存在外部金属损失，建议确定缺陷点位置，并进行缺陷及补口的检验修复。

2.2 制造缺陷统计

制造缺陷信息统计见表 2。本次内检测发现制造缺陷 3 处，其中内部制造缺陷 1 处，深度为 $0.19T$ ，外部制造缺陷 2 处，深度分别为 $0.20T$ 和 $0.15T$ 。所有制造缺陷所在管段壁厚均为 7.1 mm 。

表 2 制造缺陷统计					
Tab.2 Manufacturing defect statistics					
序号	内/外	深度	长/mm	宽/mm	周向点位(h:min)
1	外部	$0.2T$	1	16	2:13
2	外部	$0.15T$	79	15	1:32
3	内部	$19T$	13	13	3:36

2.3 管体变形缺陷统计

管体变形缺陷信息统计见表 3。本次内检测发现管道变形 119 处，其中 2 处凹陷带有金属损失，其余 117 处为普通凹陷。管体变形缺陷沿管道里程分布统计见图 3。变形量最大的缺陷点深度为 $0.033D$ (D 为公称直径)，为普通凹陷，位于管道底部。

表 3 变形缺陷统计					
Tab.3 Deformation defect statistics					
缺陷类型	深度范围	位置	数量	总量	总计
普通凹陷	>0.02 <i>D</i>	管顶	1	2	119
		管底	1		
	<0.02 <i>D</i>	管顶	79	115	
		管底	36		
带金属 损失凹陷	<0.02 <i>D</i>	管顶	1	2	
		管底	1		

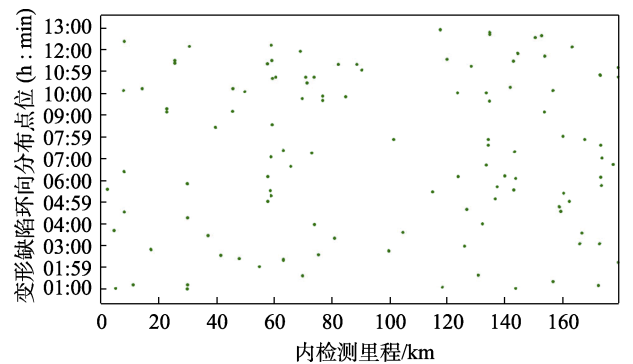


图 3 管道内检测管体变形缺陷里程分布统计
Fig.3 Statistical diagram of mileage distribution of pipe deformation defects in pipeline

3 缺陷当前适用性评价

3.1 缺陷维修响应准则

按照 GB 32167 油气输送管道完整性管理规范, 管道缺陷应开展完整性评价, 以明确管道缺陷严重程度, 进而制定缺陷维修响应计划。目前, 可根据缺陷预估维修比, 或根据相关标准确定缺陷维修响应级别。考虑组合缺陷、特殊形态缺陷等对管道安全运行的影响, 根据国内外完整性评价相关标准, 制定该管道缺陷维修判定准则^[15-16]。

3.2 腐蚀类金属损失剩余强度评价

对腐蚀类缺陷剩余强度评估, SY/T 6597 和 GB 27699 均推荐以预估维修比 (Estimated Repair Factor, ERF) 进行度量并实现维修决策。其定义为:

$$r_{\text{ERF}} = P_{\text{MAOP}} / P_{\text{SWP}} \quad (1)$$

式中: P_{MAOP} 为管道最大允许操作压力; P_{SWP} 为缺陷处安全工作压力;

P_{SWP} 定义为:

$$P_{\text{SWP}} = P_F / a_{\text{SF}} \quad (2)$$

式中: P_F 为计算缺陷失效压力; a_{SF} 为安全系数。

研究表明, ASME B31G 对短缺陷适用性评价的保守性更高^[17], 因此采用 ASME B31G 开展本管道剩余强度评价。评价管道的 P_{MAOP} 为 9.5 MPa, 评价安全系数取为管段设计系数的倒数。

基于以上参数进行缺陷剩余强度评价, 并计算所有 93 处腐蚀类金属损失缺陷 P_{SWP} 及 r_{ERF} 值。计算得到的腐蚀缺陷 ERF 沿管道里程分布如图 4 所示。

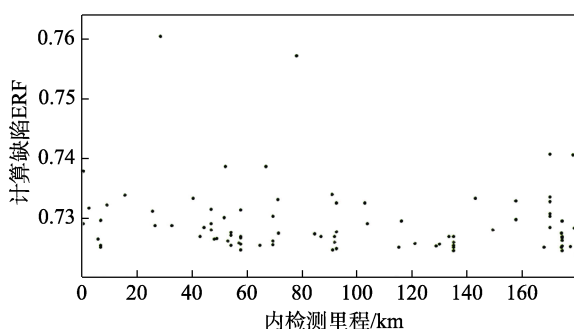


图4 腐蚀缺陷计算 ERF 沿管道里程分布

Fig.4 Distribution map of corrosion defect calculation ERF along the pipeline mileage

经计算, 在最大允许操作压力 9.5 MPa 下, 所有缺陷的 r_{ERF} 均不超过 0.8。93 处腐蚀缺陷计算得到的最小 P_{SWP} 为 12.49 MPa, 对应缺陷点金属损失深度为 0.2T, 长度为 51 mm, 宽度为 16 mm, 满足安全工作要求。结合金属损失深度评价准则及基于 ERF 的剩余强度评价结果, 没有需要立即响应的腐蚀缺陷。

3.3 制造缺陷适用性评价

采用 shannon 方法进行制造缺陷剩余强度评价^[18]。利用 shannon 方法绘制管道最大允许操作压力 9.5 MPa 下的 $r_{\text{ERF}}=1$ 曲线图, 并将缺陷点按照长度和深度在图中进行显示, 如图 5 所示。可以看出, 管道最大允许操作压力 9.5 MPa 条件下, 所有制造缺陷都是安全的, 不需要进行维修。

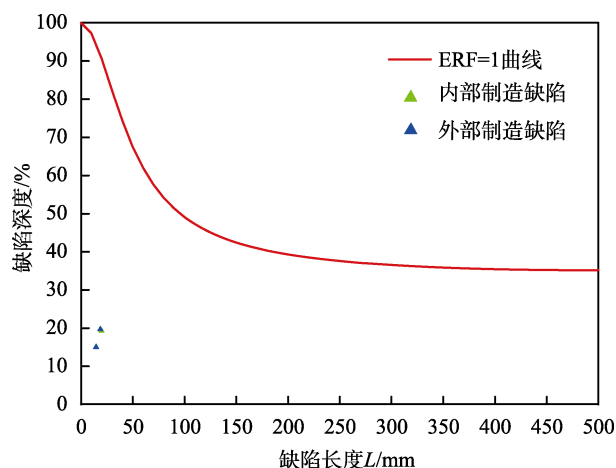


图5 壁厚 7.1 mm 对应制造缺陷尺寸关系图

Fig.5 The size relationship diagram of manufacturing defects corresponded to 7.1 mm wall thickness

3.4 变形缺陷适用性评价

按照表 4 的缺陷维修响应判定准则, 对本次检测发现的管体凹陷经过计算。结果表明, 无管体凹陷需要立即维修, 存在 1 处深度 $\geq 0.02D$ 且位于管道顶部的管体凹陷, 应安排计划维修。对于带有金属损失的 2 处凹陷, 因检测数据缺乏金属损失深度, 应进行现场开挖测量后, 再进行评价。

4 管道缺陷未来完整性评价

4.1 管道腐蚀速率计算

管道检测周期的科学制定通常都基于缺陷管道剩余寿命预测, 而管道剩余寿命预测必须基于腐蚀速率^[19]。目前, 管道剩余寿命预测的研究并不完善, 还没有形成专门的规范和标准, 较多采用全寿命法或半寿命法评估^[20]。

鉴于管道敷设不同土壤环境对管体腐蚀速率的影响不同, 按照检测数据将金属损失生长速率分段计算, 分别计算每一管段中金属损失缺陷的腐蚀速率, 并以每一管段缺陷中腐蚀速率的最大值作为该节管段的腐蚀速率, 从而得到管道内外金属损失的腐蚀速率^[21]。计算得到的管道内部腐蚀和外部腐蚀的腐蚀速率分布如图 6 所示。

表 4 缺陷维修响应判定准则
Tab.4 Defect Repair Response Judgment Criteria

缺陷类型	响应级别	
	立即响应	计划响应
金属损失类缺陷	深度超过壁厚 50%的腐蚀或制造缺陷	深度大于壁厚 12.5%的划痕或凹沟 位于与其他管道交叉处、深度大于壁厚 30%的金属损失 选择性焊缝腐蚀或沿焊缝的腐蚀
	预估维修比 ≥ 1 的任何腐蚀或制造缺陷	深度大于壁厚 30%的大范围环向腐蚀区域或影响环焊缝的金属损失 根据未来完整性状况预测，计划响应时间在下一次检测时间之前的其他金属损失
	深度超过壁厚 40%且普遍集中的腐蚀或制造缺陷	深度为壁厚 30%~40%且普遍集中的腐蚀或制造缺陷
几何变形缺陷	弯折凹陷	
	与焊缝相关且深度超过管径 2%（或应变超过 4%）的凹陷	深度大于管径 2%（管径小于 300 mm 的管道，深度大于 6.35 mm）且位于管道上半部的凹陷
	深度超过管径 6%（或应变超过 6%）的凹陷	
	含有腐蚀且腐蚀深度超过壁厚 40%的凹陷	
其他缺陷	经开挖证实并经工程评估不能接受的裂纹	—
	开挖验证达到计划修复条件的缺陷	

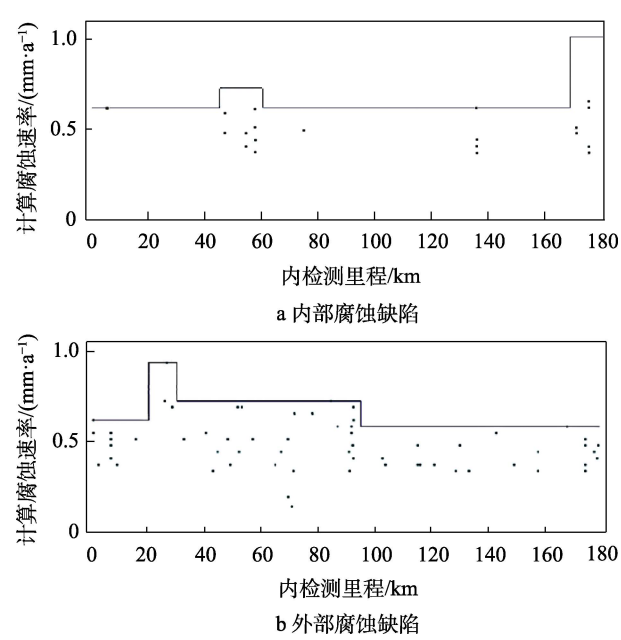


图 6 腐蚀缺陷腐蚀速率沿里程分布
Fig.6 Distribution map of the corrosion rate of external corrosion defects along the mileage: (a) internal corrosion defects; (b) external corrosion defects

4.2 计划响应时间预测

以金属损失深度达到 50%或 r_{ERF} 达到 1 作为维修临界点，并开展腐蚀缺陷计划响应时间预测。腐蚀缺陷计算维修响应时间沿里程的分布如图 7 所示。自检测结束后，所有 93 处腐蚀类金属损失缺陷计划响应时间都在 5 年内。当现场开展开挖修复工作后，应根据开挖测量结果，修正管道缺陷维修计划。

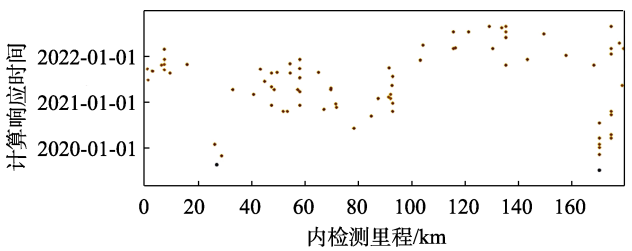


图 7 腐蚀缺陷计算维修响应时间沿里程分布
Fig.7 Distribution map of the corrosion defect calculation maintenance response time along mileage

4.3 再检测时间

GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》与 SY/T 6597—2014《油气管道内检测技术规范》规定，管道再检测时间间隔不应超过 8 a。经评价，该成品油管道完整性状态有较明显的损伤，较突出的损伤类型为管道外腐蚀和管体变形。考虑管道周边自然环境及社会环境等综合因素，结合管道缺陷适用性评价及剩余寿命预测结果，建议该管道检测周期不超过 5 a。若现场开挖表明该管道完整性状况较好，或采取防护措施并通过评价证明能够改善管道完整性状况，可适当延长检测时间 1~2 a。

5 结论

1) 基于某成品油管道内检测数据，开展缺陷管道完整性评价。对该管道缺陷数据进行统计，发现该管道腐蚀因素较突出，还有疑似焊缝处防腐层补口失效。管道外部腐蚀缺陷分布相对较为均匀，而内部腐

蚀缺陷分布较为集中。建议结合管段高程、介质含水量等因素查明原因,采取针对性防护措施,同时加强管道日常清管。

2) 考虑缺陷形态对管道安全运行的影响,结合国内外相关标准,制定成品油管道缺陷维修判定准则。通过适用性评价、剩余寿命预测等完整性评价分析,该管道无立即修复缺陷,所有93处腐蚀类金属损失缺陷计划响应时间都在5a内,建议再次检测周期不超过5a。

3) 当现场开展开挖修复工作后,应根据开挖测量结果修正管道缺陷维修计划。

参考文献:

- [1] 郑洪龙, 黄维和. 油气管道及储运设施安全保障技术发展现状及展望[J]. 油气储运, 2017, 36(1): 1-7.
ZHENG Hong-long, HUANG Wei-he. Development status and prospect of safety insurance technologies for oil & gas pipelines and storage and transportation facilities[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(1): 1-7.
- [2] 张宏. 解读黄岛事故调查报告, 落实管道完整性管理[J]. 油气储运, 2014, 33(11): 1171-1173.
ZHANG Hong. To implement the pipeline integrity management by learning from Huangdao accident[J]. Oil & gas storage and transportation, 2014, 33(11): 1171-1173.
- [3] 梁永宽, 杨馥铭, 尹哲祺, 等. 油气管道事故统计与风险分析[J]. 油气储运, 2017, 36(4): 472-476.
LIANG Yong-kuan, YANG Fu-ming, YIN Zhe-qi, et al. Accident statistics and risk analysis of oil and gas pipelines[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(4): 472-476.
- [4] 王婷, 杨辉, 冯庆善, 等. 油气管道环焊缝缺陷内检测技术现状与展望[J]. 油气储运, 2015, 34(7): 694-698.
WANG Ting, YANG Hui, FENG Qing-Shan, et al. Current status and prospect of inline inspection technologies for defects in girth weld of oil and gas pipeline[J]. Oil & gas storage and transportation, 2015, 34(7): 694-698.
- [5] 姚伟. 油气管道安全管理的思考与探索[J]. 油气储运, 2014, 33(11): 1145-1151.
YAO Wei. Thinking and exploration on the safety management of oil/gas pipeline[J]. Oil & gas storage and transportation, 2014, 33(11): 1145-1151.
- [6] 杨春林, 袁镜清, 张爱良, 等. 油气田在役管道高后果区识别与完整性评价方法[J]. 装备环境工程, 2020, 17(1): 114-118.
YANG Chun-lin, YUAN Jing-qing, ZHANG Ai-liang, et al. Method for high-consequence area identification and integrity evaluation of oil and gas pipelines in service[J]. Equipment environmental engineering, 2020, 17(1): 114-118.
- [7] 张华兵, 冯庆善, 王学力, 等. 油气管道腐蚀损伤评价及修复计划制定[C]// 2010 中国油气储运安全管理与技术创新研讨会暨新技术、新装备应用推介会论文集. 郑州: 中国石油学会, 2010.
ZHANG Hua-bing, FENG Qing-shan, WANG Xue-li, et al. Assessment of oil & gas pipeline corrosion defect and repair plan[C]// 2010 China oil and gas storage and transportation safety management and technology innovation seminar and new technology and new equipment application promotion conference. Zhengzhou: China Petroleum Institute, 2010.
- [8] 董绍华, 韩忠晨, 刘刚. 管道系统完整性评估技术进展及应用对策[J]. 油气储运, 2014, 33(2): 121-128.
DONG Shao-hua, HAN Zhong-chen, LIU Gang. Advancement and application measures of pipeline integrity assessment technology[J]. Oil & gas storage and transportation, 2014, 33(2): 121-128.
- [9] 崔凯燕, 王晓霖, 杨文, 等. 基于内检测评价的管道安全维修决策[J]. 中国安全科学学报, 2019, 29(2): 172-177.
CUI Kai-yan, WANG Xiao-lin, YANG Wen, et al. ILI assessment-based policy-making on pipeline safety maintenance[J]. China safety science journal, 2019, 29(2): 172-177.
- [10] 于洋, 刘德俊, 孙东旭. 基于漏磁内检测与分级理念的管道完整性评价[J]. 中国安全科学学报, 2017, 27(1): 169-174.
YU Yang, LIU De-jun, SUN Dong-xu. Pipeline integrity assessment based on combining magnetic flux leakage detection with grading evaluation[J]. China safety science journal, 2017, 27(1): 169-174.
- [11] 何漳, 邵卫林, 邱绪建, 等. 基于首轮内检测数据的成品油管道内腐蚀分析及对策[J]. 油气储运, 2020, 39(8): 885-891.
HE Wei, SHAO Wei-lin, QIU Xu-jian, et al. Analysis and countermeasures for product pipeline internal corrosion based on first-run in-line inspection data[J]. Oil & gas storage and transportation, 2020, 39(8): 885-891.
- [12] 刘刚, 汤苑楠, 李博, 等. 成品油管道内杂质运移沉积及其影响规律[J]. 油气储运, 2017, 36(6): 708-715.
LIU Gang, TANG Yuan-nan, LI Bo, et al. Movement, deposition and influence laws of impurities in the product oil pipelines[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(6): 708-715.
- [13] 宋晓琴, 熊柯杰, 朱建平, 等. 成品油携水特性对管道内腐蚀的影响[J]. 油气储运, 2017, 36(6): 708-715.
SONG Xiao-qin, XIONG Ke-jie, ZHU Jian-ping, et al. Influence of water carrying capacity of oil products on internal corrosion of pipelines[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(6): 708-715.
- [14] 崔凯燕, 闫茂成, 王晓霖, 等. 某输气管道的腐蚀缺陷评价与维修决策[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(9): 682-691.
CUI Kai-yan, YAN Mao-cheng, WANG Xiao-lin. Corrosion defect assessment and maintenance decision-making of gas transmission pipeline[J]. Corrosion & protection, 2019, 40(9): 682-691.

- [15] 范晓勇, 胡军, 陈碧, 等. 含组合腐蚀缺陷管线剩余强度分析及寿命预测[J]. 榆林学院学报, 2016, 26(2): 6-9.
FAN Xiao-yong, HU Jun, CHEN Bi, et al. Residual strength analysis and life prediction of pipeline with combined corrosion defect[J]. Journal of Yulin College, 2016, 26(2): 6-9.
- [16] 杨静, 王晓霖, 谢成. 油气管道腐蚀缺陷维修响应决策[J]. 油气储运, 2017, 36(2): 149-154.
YANG Jing, WANG Xiao-lin, XIE Cheng. Maintenance response decision on corrosion defects of oil and gas pipelines[J]. Oil & gas storage and transportation, 2017, 36(2): 149-154.
- [17] 何东升, 郭简, 张鹏. 腐蚀管道剩余强度评价方法及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(6): 125-128.
HE Dong-sheng, GUO Jian, ZHANG Peng. Corrosion defect assessment and maintenance decision-making of gas transmission pipeline[J]. Acta petrolei sinica, 2007, 28(6): 125-128.
- [18] 崔凯燕, 王晓霖, 李明, 等. 动态闭环管道完整性智能分析决策系统[J]. 安全、健康和环境, 2019, 19(5): 10-14.
CUI Kai-yan, WANG Xiao-lin, LI Ming, et al. A dynamic and closed-loop intelligent analysis and decision-making system of pipeline integrity[J]. Safety health & environment, 2019, 19(5): 10-14.
- [19] 骆正山, 陈晨, 王哲, 等. 优化的 Gray Markov 模型在埋地管道腐蚀速率预测中的应用[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(5): 313-317.
LUO Zheng-shan, CHEN Chen, WANG Zhe, et al. Application of improved gray markov dynamic model in prediction corrosion rates of oil and gas pipelines[J]. Corrosion & protection, 2019, 40(5): 313-317.
- [20] 王海涛, 孔明慧. 三次指数平滑法预测管道腐蚀速率的应用[J]. 腐蚀与防护, 2016, 37(1): 8-11.
WANG Hai-tao, KONG Ming-hui. Application of cubic exponential smoothing method to pipeline corrosion rate forecasting[J]. Corrosion & protection, 2016, 37(1): 8-11.
- [21] 郭爱玲. 成品油长输管道完整性评价与维修响应[J]. 石油库与加油站, 2018, 27 (3): 11-14.
GUO Ai-ling. Integrity evaluation and repair response of long-distance oil pipeline[J]. Oil depot and gas station, 2018, 27(3): 11-14.