

海底管道内检测作业方法

王增国 崔矿庆 唐建华 冯 健 汪 刚 编著



科学出版社

海底管道内检测作业方法

王增国 崔矿庆 编著
唐建华 冯 健 汪 刚

科学出版社

北 京

内 容 简 介

本书主要对海底管道内检测实践进行了全面的介绍,按照评估管道需不需要内检测、计算管道能不能内检测以及如何实现内检测的主线进行组织,具体内容包括对海底管道内检测工作必要性的论述、针对海底管道内检测可行性的分析、海底管道内检测器原理及其技术发展现状、海底管道内检测的流程以及管道风险评估方法等。本书从理论依据、计算算法和工程实践角度详细阐述海底管道内检测的完整流程。成书过程中,作者参考了国内外管道内检测的最新研究成果以及大量海底管道内检测相关的国家、国际以及行业标准,并结合作者多年的海底管道内检测作业实践,旨在使读者对海底管道内检测作业有直观、全面的认识。

本书适合具有一定相关知识的技术人员或现场操作人员使用,同时可以为管道油气储运研究人员提供参考。

图书在版编目(CIP)数据

海底管道内检测作业方法/王增国等编著. —北京:科学出版社,2017. 1
ISBN 978-7-03-051371-7

I. ①海… II. ①王… III. ①水下管道-管道检测-作业-方法 IV. ①U173.9

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 315422 号

责任编辑:张海娜 王 苏 / 责任校对:郭瑞芝

责任印制:张 倩 / 封面设计:蓝正设计

科学出版社出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

北京九州迅驰传媒文化有限公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销



2017 年 1 月第 一 版 开本:720×1000 B5

2017 年 1 月第一次印刷 印张:9 1/4

字数:184 000

定价:80.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

前 言

随着人类钻井足迹从陆地延伸到海洋,海洋能源开发已成为能源工业的一大重要支柱。据国务院安全生产委员会办公室统计的数据显示,海洋石油产量占全国石油总产量的比例从 2000 年的 6.7% 上升到 2015 年的 37%,海底管道总计近 7000km,已经覆盖了渤海、南海东西部大部分水域和东海部分水域。

随着管道服役时间的增长,因管道材质问题或施工、腐蚀和外力作用造成的损伤使管道状况逐渐恶化,潜在危险很大。特别是海洋管道,海底自然条件比较恶劣、表层地基不稳定、海浪冲淘以及介质腐蚀等都会导致管壁腐蚀和管壁裂纹的产生。

管道内检测是国内外管道行业公认的管道安全检测的最有效手段,国际上已立法明确应用内检测方法进行管道检测。管道内检测器是以管道输送介质为行进动力,在管道中行走来对管道进行在线直接无损检测,确定管道的变形、腐蚀、裂纹、缺陷程度,为管道运行、维护、安全评估提供科学依据。

如何进行海底管道内检测作业,一直都没有统一的标准。作者根据海洋管道检测多年的经验,借鉴国内外管道内检测作业的先进经验,尝试对海底管道内检测作业进行系统全面的总结。作者相信,本书对海底管道内检测作业具有指导作用,对其他管道内检测也有参考价值。

全书由王增国、崔矿庆、唐建华、冯健和汪刚共同撰写。全书分为三个主要部分。第一部分包含第 1 章和第 2 章,主要介绍如何评估海底管道需不需要做内检测,其中包括海底管道所面临的问题和国内外研究现状,以及管道风险评估方法的介绍;第二部分包含第 3~5 章,主要介绍如何判断管道能不能实施内检测,针对内检测可行性分析,以管道结构和管道内部状态分析为主,从收发球筒的位置结构、管道附件等管道结构上的因素以及管道内结垢、砂沉积、结蜡等内部状态因素进行研究讨论,并以此进行案例分析,从而对内检测可行性分析有更直观化的了解;第三部分包含第 6~9 章,主要介绍海底管道内检测的流程,其中包括海底管道内检测原理的阐述、海底管道内检测器的介绍、检测收发球的流程步骤以及一些特殊情况的应急处理办法。

本书的研究得到了国家自然科学基金项目(61473069、61374124)的资助,在此表示感谢。另外,在成书过程中,东北大学的博士研究生李芳明,硕士研究生李志

鹏、孙海明、张鑫博等参与了本书的录入、绘图等工作,在此一并表示感谢。另外,谨向对编写工作给予积极支持和大力帮助的同行和同事表示诚挚的谢意。

在本书写作的过程中,作者始终本着科学、严谨的态度,力求精益求精,但疏漏之处在所难免,敬请广大读者批评指正。

目 录

前言	
第 1 章 海底管道安全评估	1
1.1 海底管道现状概述	1
1.1.1 海底管道面临的问题	1
1.1.2 中外海底管道事故案例统计	2
1.1.3 海底管道失效因素分析	4
1.1.4 国内外研究现状	8
1.2 腐蚀海底管道剩余强度评价	11
1.2.1 概述	11
1.2.2 管道剩余强度评价方法	13
1.2.3 小结	21
1.3 本章小结	21
第 2 章 海底管道风险评估	23
2.1 风险评估相关概念	23
2.2 风险评估理论概述	27
2.3 风险评估方法的对比与选择	27
2.3.1 风险评估方法的分类	28
2.3.2 经典风险评估方法介绍	29
2.3.3 方法的对比与选择	35
2.4 海底管道的风险评估实例分析	37
2.4.1 风险矩阵方法概述	37
2.4.2 风险矩阵方法评估步骤	41
2.5 本章小结	43
第 3 章 管道内检测可行性研究	46
3.1 海底管道内检测可行性分析	46
3.2 可行性研究的重要意义	46
3.2.1 重要意义	46
3.2.2 研究方向	47
3.3 本章小结	47
第 4 章 基于清管通球的管道结构可行性分析	48
4.1 清管简介	48

4.2 发球筒可行性分析	49
4.2.1 发球操作过程	49
4.2.2 发球筒位置	50
4.2.3 发球筒空间	51
4.2.4 发球筒工艺	52
4.2.5 其他	52
4.3 管道附件可行性分析	53
4.3.1 管道附件	53
4.3.2 三通	53
4.3.3 球阀	53
4.3.4 弯头	54
4.4 收球筒可行性分析	55
4.4.1 收球操作过程	55
4.4.2 收球筒位置	56
4.4.3 收球筒空间	57
4.4.4 收球筒工艺	57
4.4.5 收球筒附件	57
4.5 管道屈曲分析	58
4.5.1 局部屈曲	58
4.5.2 扩展屈曲	58
4.5.3 杆状屈曲	59
4.6 案例分析	60
4.6.1 管道简介	60
4.6.2 发球筒长度	61
4.6.3 操作空间	62
4.6.4 管道附件	63
4.6.5 管线工艺	63
4.6.6 管道屈曲度	64
4.7 本章小结	66
第5章 管道内部状态可行性分析	68
5.1 管道通球风险分析	68
5.2 管道砂沉积分析	68
5.3 沥青质沉积预测	70
5.3.1 石油沥青质	70
5.3.2 影响沥青质沉积的因素分析	70

5.4 管道结蜡风险分析	73
5.4.1 结蜡成因及危害	73
5.4.2 结蜡的影响因素	73
5.4.3 处理措施	74
5.5 管道结垢分析	75
5.5.1 结垢成因	75
5.5.2 结垢的影响因素	76
5.6 案例分析	78
5.7 本章小结	79
第6章 管道内检测种类及原理概述	81
6.1 通径检测	82
6.1.1 非接触式通径检测器	83
6.1.2 接触式通径检测器	83
6.1.3 小结	86
6.2 超声波检测	87
6.2.1 超声检测的基本原理	87
6.2.2 超声检测的特点	88
6.2.3 超声检测的设备	88
6.2.4 小结	90
6.3 漏磁检测	90
6.3.1 漏磁检测的基本原理	91
6.3.2 漏磁检测的特点	92
6.3.3 漏磁检测的要素	93
6.3.4 小结	96
6.4 涡流检测	96
6.4.1 涡流检测的基本原理	98
6.4.2 涡流检测的特点	98
6.4.3 涡流检测的要素	99
6.4.4 小结	100
6.5 本章小结	101
第7章 清管器的分类	102
7.1 通管道球的目的	102
7.2 一般清管器	103
7.2.1 泡沫式清管器	103
7.2.2 机械式清管器	103

7.2.3 一体式清管器	107
7.2.4 球形式清管器	108
7.3 管道内检测器	109
7.3.1 几何学检测器	110
7.3.2 金属损失检测器	111
7.3.3 裂纹和涂层剥离检测器	112
7.4 本章小结	113
第8章 检测流程	114
8.1 管道调查	115
8.1.1 管道本身的技术参数	115
8.1.2 管道附属设施	116
8.1.3 管道运行参数	116
8.2 试通球	117
8.3 检测前清洗	117
8.3.1 清管球发球操作	118
8.3.2 清管球收球操作	118
8.4 检测流程	119
8.4.1 检测球发球操作	119
8.4.2 检测球收球操作	119
8.4.3 注意事项	120
8.5 测试数据分析	121
8.5.1 检测数据验收	121
8.5.2 检测数据初步分析	121
8.5.3 检测数据详细分析	121
8.5.4 校对审核	122
8.6 管道完整性评价	122
8.6.1 评价数据准备	123
8.6.2 评价方法	123
8.6.3 预估维修比	123
8.6.4 腐蚀生长速率估算	123
8.7 检测报告	124
8.7.1 变形检测报告内容	124
8.7.2 腐蚀检测报告内容	125
8.7.3 完整性评价报告内容	128
8.7.4 用户化软件报告内容	128

8.7.5 检测成果提交	129
8.8 本章小结	129
第9章 应急程序	131
9.1 旁通	131
9.2 卡球	131
9.2.1 卡球原因分析	131
9.2.2 卡球解决措施	132
9.3 本章小结	134
参考文献	135

第 1 章 海底管道安全评估

随着 HSE 管理体系在国内外石油天然气工业中得到普遍的认可和推广,安全、健康与环境已经成为国内外各大石油公司强制实施的行业标准。鉴于海底管线在海洋开发中的重要作用,以及影响海底管线安全与可靠的各种因素的不确定性的现实,针对海底管线的安全与可靠性问题,系统地开展海底管线的安全可靠性评估具有十分重要的意义。

1.1 海底管道现状概述

我国近海油气资源丰富,累计探明石油储量约 $22 \times 10^8 \text{ t}$ 。从资源潜力看,我国近海地区有望成为未来石油和天然气的重要产区。目前,随着渤海、东海大型油气田群的发现,我国海洋石油和天然气的开发进入了高速发展时期,近海油气田的开发规模将不断扩大、发展,而海底管道是开发海洋领域油气资源的关键所在。近几十年来,全世界每年都有上千公里的海底管线网络在铺设,管线运输已经成为海洋油气的主要输送方式。据不完全统计,在中国海域已铺设海底管道超过 3000km,仅“十五”期间,我国在近海地区就铺设了 1000 多公里海底管线。随着对海洋开发工程的加快,海底管道的建设规模将进一步扩大。

我国现已建成的海底油气集输和长输管道中,有些已服役 10 年以上,这些管道在服役过程中不可避免地产生各种损伤,如内部介质腐蚀、外部海水腐蚀、内压及其他外在联合作用下的应力腐蚀和腐蚀疲劳、第三方机械损伤,以及台风、海流等自然环境荷载造成管道振动而形成的疲劳累计损伤等,这些因素会直接影响海底管道的服役寿命。

1.1.1 海底管道面临的问题

海底管道工作在非常恶劣的海洋环境中,不仅承受着内外压、轴向力、弯矩等静载荷和温度荷载的联合作用,还要承受交变的外压、波浪、海流等动载荷的作用,使管道承受多种荷载的联合作用并引发多种形式的破坏。同时,海底管道中的各种原始缺陷在使用过程中由于疲劳、应力腐蚀会逐渐扩展。海底管道还受到腐蚀性介质的包围,受管道内部介质和外部海水的腐蚀作用,造成随机局部减薄,渔网、锚等外物撞击产生凹陷,沙坡脊的移动会造成海底管线裸露、悬跨等。有的管线出现悬空、平面位移、管体损伤等情况,与原始设计状态有很大差异但未得到重新校

核;有的已接近其寿命期甚至延期服役,疲劳破坏和腐蚀的隐患没有得到及时评估,这些管线的隐患对环境和生产造成极大的威胁。损伤和缺陷的存在大大降低了海洋石油管线的承载能力,缩短了管线的使用寿命,同时也威胁着海底管线及海洋生物环境的安全。另外,与化工管道和陆地管道相比,海底管道投资大(每公里30万~100万美元),失效后损失也大。一旦失效,维修费用昂贵,而且原油泄漏会引发海洋环境污染。因此,为了保障海底管线的安全,避免遭受重大经济损失和海洋生态环境的破坏,必须对海底管线进行剩余强度评估和风险分析,为管线的维修、结构承载潜力提供科学合理的决策依据,从而大大提高海底管线的综合经济效益。

风险评估作为现代化管理的重要组成部分,对于具有高投入、高风险、高回报的现代大中型工业设备和工程具有重要的意义。风险评估作为技术手段,其应用领域已不仅仅局限于管理范畴,评估对象越来越广泛。因此,将风险评估理论应用于海底管线的安全可靠性分析,即海底管线风险评估具有一定的开拓意义。海底管线风险评估是在对影响海底管线安全的各种因素分析的基础上,进行海底管线的风险识别,分析和评价各种因素对海底管线的影响程度;通过对海底管线风险识别获得的资料和数据的处理,得到海底管线风险后果的概率、严重程度和大小,从而选择相应的解决措施。

综合上述分析,随着已有管道的使用,在役管道的定期检测和寿命评估非常必要。海底管线是海洋油气资源开发和利用的生命线,它的安全与否直接影响着海洋石油工业和海洋生物与环境的发展。通过系统地分析和研究海底管线损坏的各种因素和机理,综合采用断裂力学、随机有限元理论、可靠性分析等技术进行海底管线剩余强度、剩余寿命及可靠性分析,并采用适合于工程应用的海底管道风险评估理论,开展海底管道的风险评估研究,有效地延长海底管道寿命,提高服役期内海底管道的可靠性,为海上油气田的持续、稳定、合理、高效开发提供理论依据。

海底管道腐蚀缺陷内检测是保证海底管道完整性的一个重要环节。通过对检测所得结果进行分析,可以了解管道的腐蚀发展情况、管道壁的剩余强度以及剩余寿命,这对于制订管道的维护维修计划意义重大。将检测结果与管道的建造记录、运行记录和服役环境等相关数据进行研究,可以获得管体腐蚀缺陷的发生原因、发展趋势等信息,这可以为管道设计、建造和选择减缓腐蚀措施等提供借鉴。

1.1.2 中外海底管道事故案例统计

我国已有近1/3的海底管线进入中后期服役阶段。海底管线的安全问题日益突出。过去重大事故的经验是预防未来发生类似事故的重要信息来源,因而将重大事故的经验以简明、全面的方式记录下来就非常重要。这些信息不仅有益于风险的建模,而且可以作为背景信息解释必须达到一些要求的原因以及这些要求的

重要性。表 1.1 和表 1.2 为统计的国内外海底管道事故。

表 1.1 国外海底管道事故

平台名称	时间	事故概况	事故后果
Ekofisk A	1975 年 11 月 1 日	立管疲劳失效破裂	3 人死亡,3 人受伤
Enchova I	1982 年 2 月 15 日	泄漏天然气导致火灾	42 人死亡
Brent A	1988 年 7 月 5 日	法兰衬垫破裂爆炸	浅层气井喷,一人失踪
Piper A	1988 年 7 月 6 日	立管破裂引发火灾	166 人死亡
Jotun A	2004 年 8 月 20 日	管线破裂	溢出气体 130 万 m ³

表 1.2 国内海底管道事故

时间	海域	事故概况	事故后果
2000 年	东海	波流冲刷导致平湖油气田岱山段 管道疲劳断裂	天然气供应中断, 损失逾 2000 万元
2001 年	渤海	渤西油田天然气管道泄漏	停产 40 天,海上维 修投资 1000 万元
2002 年	南海	涠洲 12-1 至 11-4A 油 田输油管道泄漏	停产 33 天,维修费用 1000 万元,漏油约 4t
2003 年	渤海	悬空段导致埕岛油田 CB251C 至 CB251D 海底注水管道泄漏	—
2005 年	渤海	不法分子打孔盗油导致 埕岛油田海管泄漏	300km ² 海域遭受污染
2007 年	南海	涠洲 12-1 至 11-4 原油管道 腐蚀泄漏	油田停产近 200 天
2007 年	南海	船舶施工导致东方 1-1 油田 海底管道泄漏起火	5 名人员烧伤
2008 年	南海	台风导致惠州油田 19-2 和 19-3 海管损伤泄漏	油田停产
2009 年	渤海	埕岛油田 CB25A 至 CB25B 海管 因冲刷悬空导致泄漏	—
2011 年	辽东湾	锦州 9-3 油田海底混输管道因 船舶起锚作业导致泄漏	—

截至 2013 年,中国海洋石油总公司(简称中海油)早期铺设的海底管道发生的事故导致产量损失累计达 212.9 万 m³,直接维修费用支出约 7 亿元人民币,若出现严重环境污染,其用于环境治理及处罚费用将不可估计。在未来,将会有更多的

管道到达设计寿命,部分管道也已经产生事故隐患,一旦发生,不仅应急维修费用高,而且会对社会造成不良的影响,严重时还可能造成人员伤亡。

所以经过安全评价后有针对性地提出治理和维护措施对于海底管道来说是很必要的。如何科学定量地评价海底管道在役期间的安全状况是保证海底管道安全运行中重要的环节。

1.1.3 海底管道失效因素分析

Demars 对 USGS(U. S. Geological Survey)记录的海底管道事故进行分析,发现腐蚀、波流冲刷、第三方活动和海床运动是引起海底管道失效的主要原因。图 1.1 是根据 Demars 统计出来的数据绘出的这四种原因历年所引起的海底管道失效数曲线图。

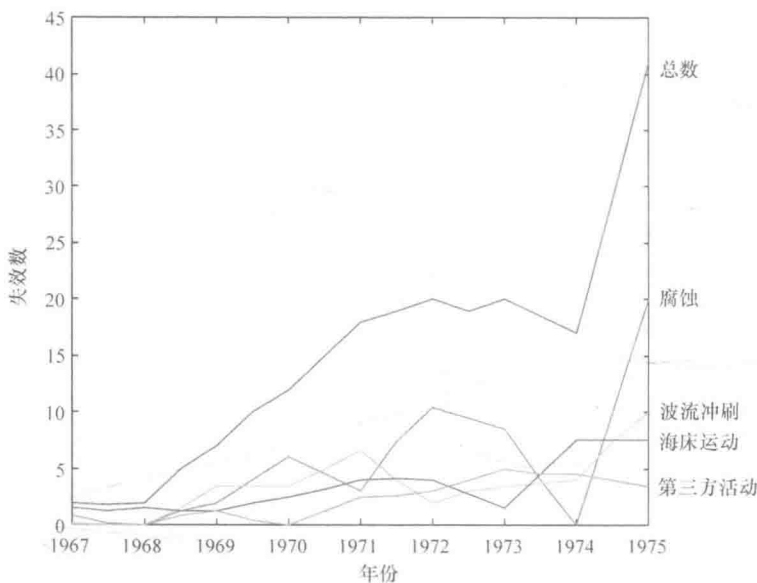


图 1.1 1967~1975 年年间海底管道失效曲线

从图中可以看出,在这四种原因中,腐蚀是引起海底管道失效最主要的原因,由波流冲刷、海床运动和第三方活动引起的海底管道失效数变化相对较小,而腐蚀引起的海底管道失效数变化相对较大,海底管道失效总数基本上呈逐年上升的趋势,这与海底管道服役时间增长以及铺设量增加有关。另外,美国 MMS 也对墨西哥湾 1967~1987 年 20 年间海底管道的失效原因进行了统计,发现腐蚀是引起海底管道失效的主要原因,占总失效数量的 50%。第三方活动和暴风雨是海底管道失效的次要原因,分别占总失效数量的 20%和 12%,其他不明原因引起的失效占总失效数的 18%,其结果与 Demars 统计的结果基本一致。下面对这几种主要因素进行分析。

1. 腐蚀因素

根据大量的资料分析可知,在很多情况下,腐蚀是海底管道失效的最主要原因,海底管道的腐蚀分为管内腐蚀和管外腐蚀。

管内腐蚀主要是由于管内输送油气中含有氧、水、硫等杂质,这些杂质与管道壁发生化学反应使管内发生化学腐蚀。所以,输送介质的物理化学特性都将直接影响海底的承载能力和使用寿命。在管内腐蚀因素中,主要分析输送介质特性以及管道内部防护措施两个指标。

1) 输送介质特性

(1) 含水量:油气管道中的水能够造成管线的应力腐蚀和电化学腐蚀。

(2) 硫化氢:硫化氢是油气管线中存在的主要腐蚀介质,它是一种强腐蚀性的物质。

(3) 二氧化碳:二氧化碳是引起管线腐蚀的另一个主要因素。

(4) 含盐量:钢材的腐蚀速率随着含盐量的增加而增加,在酸性环境的增加幅度大于碱性环境。介质中所含的盐分主要是硫酸盐和氯化物水溶后产生的。

(5) 介质 pH:介质的 pH 越小,腐蚀性越强。

(6) 介质温度:随着温度的升高,溶液溶度也将增加,从而导致腐蚀反应的扩散系数增大,加速了氧化还原反应的进行,管材的腐蚀速率进而增大。

(7) 流动和冲刷的影响:与静态介质中的腐蚀相比,在流动的管道中,流速较快、腐蚀介质与金属表面的相对运动较大,这导致严重的流动和冲刷腐蚀。

(8) 介质输送压力:随着管线输送压力的增加,硫化氢与二氧化碳气体的分压也随之增高,从而提高管线的腐蚀速率。

2) 管道内部防护措施

海底管道输送的介质对管道本身的腐蚀作用很强,所以一定要采取有效的措施来抑制或者消除这种腐蚀隐患。可以通过一些手段来减缓内部腐蚀的腐蚀速率,如进行管内检测、注入缓蚀剂、进行管内涂层、定期进行清管作业等。

管道外腐蚀主要是电化学腐蚀,在海水或海底土壤等电解质溶液中,管道表面由于失去离子而腐蚀。但是这种腐蚀并不均匀,由于管材的不均匀造成管道各处电位存在差异,高电位区腐蚀严重,而低电位区腐蚀较轻甚至不腐蚀。除电化学腐蚀外,管道外腐蚀可能还有大气腐蚀、化学腐蚀、海生物腐蚀等,其中大气腐蚀仅发生在海底管道暴露在大气的立管段。管外腐蚀速度与海水和土壤的电阻、温度、含盐度、含氧量、海流流速、海洋生物浓度等有关。

管道外腐蚀因素主要有以下几种。

(1) 海水温度:海水作为包裹着管线的特殊水环境,其温度影响着各种化学反应的速率,直接影响海底管线腐蚀的速率。

(2) 溶解氧:海水溶解氧的含量高会加剧管线表层的氧化速度。

(3) 含盐度:当海水含盐度高时,在一定程度上会造成管线局部腐蚀的深度发展,即加重腐蚀程度。

(4) pH:pH 反映了海水的酸碱性,也直接影响海水的腐蚀性。

(5) 流速:海水的流速能够影响腐蚀物质与海底管线表面相互作用的效果,进而影响腐蚀速率。

(6) 海生物附着面积:海生物对管线腐蚀作用的效果是很复杂的,海生物附着在管线上生存,需要消耗氧气,这使得管线的腐蚀作用减轻,却更大程度上造成了对管线保护层的破坏。因为海生物在海底管线上的附着是不均匀的,这就导致其附着部位与未附着部位之间能够形成氧浓差电池,这种效果在海生物死亡之后更加显著。

(7) 设施暴露状态:设施的暴露部分与大气接触会造成腐蚀。

管道防腐一般采用下列几种措施。

(1) 阴极保护是一种常见的预防金属管道腐蚀的手段,同样可作为海底管线的防腐措施。将海底管线与比其更容易失去电子的活性金属相连接,使管线自身成为一个阴极端,从而保护管线金属不遭受损失。常见的阴极保护手段有两种:电镀型和强制电流型。

(2) 包覆层作为防止管道腐蚀的第一道防线,包覆层的作用是在管壁和电解质之间设置一道屏障。

(3) 管地电位测试桩是监控阴极保护效果的首选方法,也是海岸管道中的常用方法。

(4) 密间隔检测几乎可以发觉所有的区域性干扰或潜在的腐蚀活动。对于海底管道进行的密间隔检测技术包括在管道上方的水中拖出一个电极,不间断地读取管道和管道周围环境之间的电压读数。

2. 第三方因素

在《管道风险管理手册》中,将管道系统的第三方破坏风险细分为七类子因素,它们分别为:管线覆盖层最小深度、活动程度、地面设施、直呼系统、公共教育、管道用地标志和巡线频率。

第三方破坏是指由于第三方的海上活动而导致海底管道发生的破坏。当海底管线埋设区属于港口航道区或者渔业活动频繁的区域时,就容易受到船只抛锚、拖锚、拖网以及重物坠落的影响。尤其是当海底管线埋设较浅,或者受到波浪的反复冲刷引起管线暴露或者悬跨时,存在的安全隐患就更加不容忽视。除此之外,在海底管线的第三方破坏因素中,包含操作平台的活动或在其他管道上工作的职员所引起的破坏。海底管线上方若存在海上施工作业,那么管线还将受到施工和坠落

物体撞击的危险,它主要是指由于非管道员工的行为造成的所有的管道意外损害。人类活动对陆上管线系统影响比较大,导致它面临诸如挖掘设备、抛射物、机动车辆、火车、农机、栅栏住、电线杆等的破坏。海底管线系统运行环境与路上管线相比较为特殊,所以较之陆上管线,其第三方破坏因素差别较大。

3. 环境影响因素

海底管线处于动荡不定的海水环境中,由于海床受到冲刷或侵蚀而使埋藏的管道失去遮盖,它就会暴露于水流载荷和沿海床漂流的碎片或物质所形成的冲击载荷之中。如果海床受到进一步的冲刷或侵蚀,管道跨距就可能会变得无支撑。如果出现这种情况,在重力和波流的共同作用下,管道就会受到附加应力。如果这些应力达到足够严重的程度,就可能出现包覆层破坏、管道弯曲或断裂等后果。长此以往,上述作用周而复始,疲劳载荷最终会将管道削弱到屈服点而造成破坏。

海底管线在海洋环境中服役期间,不仅要经受波浪、海流、潮汐的反复冲刷作用,还有可能遭遇海啸、飓风、地震等自然灾害的影响。当遭遇恶劣的自然灾害时,海上油气开发平台会存在极大的安全隐患,很多平台的倾覆,油轮的搁浅、沉没都是由自然灾害造成的。所以在设计海底管线时,一定要根据所处环境特性来确定管线的各种参数以及灾害的防范措施。

虽然,自然因素作为一种不可抗因素,其对影响海底管线安全运行的潜在威胁是不可避免的,但是仍然可以采取人为的手段来降低该因素对管线的影响。例如,可以搜集管线所在区域的气候条件、水文条件、自然灾害的历史数据,在设计管线时根据实际情况确定各指标系数。而在管线运行期间,最有效的预防措施就是监测。

1) 定期监控

通过各种各样的测量对海底管道实施监控,是一种有效的间接预防措施,精确的测量可以使操作者对容易遭受外部破坏的管段提高警惕。定期的、设计周详的测量可以得到有关管道位置、覆盖层深度以及水深等确切信息。

2) 持续监控

这种装置可以是直接的指示器,如管壁上面的变形测量仪,也可以是间接的指示器,如海床或水流监视器。持续监控的好处是在发生异常情况时,便立即采取矫正措施,弥补定期测量的不确定性。

4. 误操作因素

影响海底油气管道结构安全的另一个重要指标就是误操作因素,许多重大海底管线事故都是由于海底管线工作人员的错误操作造成的。通过设计误操作、施工误操作、运行误操作以及维护误操作四个方面来讨论各子因素对管线失效的影