



输送管线完整性 检测、评价及修复技术

郭生武 袁鹏斌 张十金 编著



输送管线完整性 检测、评价及修复技术

郭生武 袁鹏斌 张十金 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以埋地管线、稠油热采注蒸汽管线、海底管线、城市天然气输送管网作为工程对象,提出了管线腐蚀管理的技术路线,依次论述了埋地管线、热采注蒸汽管线、海底管线、城市天然气输送管网的检测、评价、修复、选材及腐蚀管理、检测准备与人员培训,列举了完整性检测、评价、修复及选材方案,以及工程实例、评价算例和新材料选用。最后介绍了陆上和海上用柔性管的选用。

本书适用于从事油气输送管道设计、安全管理及工程技术的高级技术人员使用,也可作为专业技术人员的培训教材。

图书在版编目(CIP)数据

输送管线完整性检测、评价及修复技术/郭生武等编著.

北京:石油工业出版社,2007.5

ISBN 978-7-5021-5826-2

I. 输…

II. 郭…

III. ①油气运输:管道运输-检测

②油气运输:管道运输-评价

③油气运输:管道运输-故障修复

IV. TE973

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2007)第 015361 号

输送管线完整性检测、评价及修复技术

郭生武 袁鹏斌 张十金 编著

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2007 年 5 月第 1 版 2007 年 5 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:18.75

字数:480 千字 印数:1—2000 册

定价:70.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

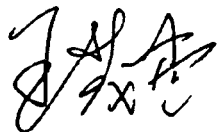
序

油气输送管线作为连接油气资源与市场的桥梁和纽带,以其高效率、低成本和安全可靠的优势越来越显示出旺盛的生命力。随着我国油气进口量的不断增加和天然气资源开发利用水平的不断提高,管道运输业正呈现出蓬勃发展的态势,面临着我国有史以来的最佳时期。相信经过今后一段时期的努力,我国天然气管道无论是在规模上,还是在技术、管理上,都将步入世界先进行列,我国油气管道运输业将进入一个崭新的大发展时期。然而,管线可能受到第三方的破坏和腐蚀等威胁而导致泄漏、穿孔、破裂等事故,不仅给业主造成巨大的损失,而且给社会和环境带来严重的负面影响。尤其是高压输送的天然气管道一旦因应力腐蚀等在没有宏观症候的情况下突然发生破裂,压缩天然气迅速膨胀,释放出大量能量,极易引起爆炸和火灾,造成巨大的损失。

本书作者结合我国油气输送管线实际,提出了油气管线完整性检测、评价及修复技术思想,工程适用性强,其中的风险检测点、概率检测长度和基于腐蚀、流体力学、振动等原理的检测达到了完整性检测的覆盖要求,使管线的安全、质量、经济要求达到了较好的统一。该书在论述这一系统工程的理论方法时,结合工程典型案例介绍了这一技术系统的具体应用和算例。

该书适用于从事油气输送管道设计、安全管理及工程技术的高级技术人员使用,也可作为专业技术人员的培训教材。

中国石油天然气管道局教授



2005 年 7 月 9 日

前 言

近几年,油气管道的设计、建设、运行已经发展到一个很高的水平,建设规模不断扩大。西气东输工程前中国长输油气管线长约 1.8×10^4 km,其中原油管线约 13325 km,天然气管线约 2837 km。油田集输管线长约 2×10^5 km,其中大庆油田约为 4×10^4 km,胜利油田约为 2×10^4 km。西气东输、北气南输、南水北调、西煤东运、西电东送等工程将管线建设推向新的高潮,西气东输西起塔里木的轮南东至上海,全长约 4000 km,兰成渝成品油管线全长约 1207 km,涩宁兰输气管线约 927 km,忠武等其他管线建设约 3000 km,带动省、市管网建设遍及东西南北中,成为石油天然气埋地运输大动脉。截止到 2005 年年底,中国石油拥有油气管道总长度达到 32193 km,其中,原油管道 9391 km,成品油管道 2462 km,天然气管道 20340 km。

油气输送管线造价很高,穿越地域广阔,涉及的地域类型复杂,一旦发生爆破,就会造成人员伤亡、环境污染及油气输送中断等严重事故。2003 年美国联邦公路局 (FHWA) 同美国腐蚀工程师协会 (NACE) 报告美国油气管道与腐蚀有关的费用高达 86 亿美元。1989 年 6 月,苏联乌拉尔山隧道附近由于对天然气管道维护不当,造成天然气泄漏,随后引起大爆炸,烧毁了两列火车,死伤 800 多人,成为震惊世界的灾难事故。1999 年 6 月 10 日发生在美国华盛顿 Bellingham 的成品汽油泄漏事故泄漏汽油 763 t,造成 3 人死亡;而发生在美国新墨西哥州 Carlsbad 的天然气爆炸事故,造成 12 人死亡,爆炸留下了宽达 26.2 m 的大坑,为此政府对管道公司罚款 300×10^4 美元。2001 年美国油气管道干线因腐蚀造成的经济损失达 70 亿美元,而城市配气管道因腐蚀造成的经济损失达 50 亿美元。早期的管线事故一般指投产初期的事故多发阶段,即 0.5~2 年,由管材制造质量、设计、焊接安装质量引起的事故,此后,管线进入稳定期,大约 15~20 年,稳定期的事故主要原因是第三方的破坏和腐蚀,管线连续运行过程中,母材和焊接区机械性能与运行时间有一定关系,运行 5~10 年,钢材性能无明显变化,并保持在稳定水平上。管线运行超过 10 年,管材的塑性和韧性开始下降,运行到 20 年时,母材相对收缩率下降 30%,焊缝相对延伸率下降 25%,冲击韧性降低 20 J/cm²,即管线性能衰减,进入事故上升的衰老期。中国石油所属原油主要来自于已开发二三十年的老油田,管线腐蚀、老化严重,其中超年限使用的约占 12.7%,已发生腐蚀的约占 58%。中石化所属东部输油管网约 2413 km,油田集输管线约 5.5×10^4 km,这些管线已将近运行 20~30 年,进入事故多发期,如胜利油田超期服役管线长约 2×10^4 km,年更换率大于 400 km。一般输送管线投产 3 年内需要进行一次全面检测,长输管线每年至少要进行一次一般性检测。2001 年 12 月,美国《联邦规章条例》提出要求:凡是 49CFR195 条例管辖的所有危险液体管道,不管其长度如何,都必须遵守美国运输部 (DOT) 下属管道安全局 (OPS) 2002 年签署并开始施行的《天然气管线完整性管理条例》,OPS 又于 2003 年 1 月颁布了一个天然气管管理条例建议稿,在完整性管理计划、风险分析、评定方法、数据积累 (风险分析) 与公众交流及危机管理等方面提出了更高的要求。目前,美国业界在管线完整性检测方面还没有足够成功的监测手段以满足立法的要求,主要是缺乏这方面的具有资质的专业技术人员。2000 年 4 月 24 日中华人民共和国经济贸易

委员会发布并实施了《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》，规定石油管道应当定期进行全面检测。新建石油管道应当在投产后3年内进行检测，以后视管道运行状况确定检测周期，最多不超过8年。SY/T 5922—2003《天然气管道运行规范》规定新建管道应在1年内进行一般性检测，以后根据管道运行安全状况每1~3年检测一次。

维护管线完整性，将管线的风险降低到安全水平上的重要管理部分是管线完整性管理。管线完整性管理包括管线检测、管段评价、选择性修复方案及管材选用。管线检测是了解管线的必要手段，是管线完整性管理的基础，是进行直接安全评价的前提，是制定修复方案的依据，是完整性管理的重点，是硬件。管段评价是软件，回答该管段在现实缺陷下运行的安全性问题，内容包括承压能力评价、剩余寿命预测、阴极保护有效性评价和防腐层等级评价。选择性修复是在管线检测的基础上和管段评价的指导下，为降低管线风险，延长管线寿命，恢复管线完整性而采取的最终手段。选择性修复能使维修达到安全性与经济性的统一。检测、评价、修复是完整性管理的有机组成部分，检测是三者中最重要，技术含量最高的部分，而基于腐蚀管理的资产管理则是检测、评价、修复、管材选用的最高形式，可以给决策者提供提高经济效益的管理。对于长输管线和输送流体符合标准的油田集输管线，正确选用和施工外防腐涂层，采用输送管线完整性检测、评价、选择性修复技术，即使管线有损伤，只要及时维修，就可以使管线进入长寿命使用。美国新的管道安全法案要求必须对天然气管线采用在线检测（ILD）、压力检测、直接检测（DA）或其他方法进行定期检测。由于智能清管器，例如漏磁（MFL），因磁场定位问题不能对应力腐蚀裂纹或纵向裂纹进行检测和其他一些原因而受到限制，推荐采用直接检测，或叫做外检测。外检测是一种实施有效且为非破坏性检测的检测，它可以降低检测成本和工作时间。外检测包括直接检测和间接检测，直接检测如壁厚、裂纹的检测，间接检测如电位梯度法。然而，中国在这方面起步较晚，水平较低，依据的标准较少。这就形成了完整的管线、不完整的管线技术服务，做检测的没有能力进行评价，评价的不检测也不能修复，修复的大多不懂有关标准和技术、盲目野蛮维修导致更严重的后果隐患。而且，中国的管道维修大多是在发生泄漏、爆炸、被迫停产后的抢修。由于不能给领导层提供管线科学的检测、评价及修复依据，往往根据事故做出不适当的决策，盲目的大修或另建新管道或没有发现危险缺陷，造成巨大的浪费。例如，中国某条管道，曾多次发生泄漏，决定全线报废另建新管道，但在开挖后发现，大部分钢管没有或只有轻微腐蚀，实际需要更换的管道不足十分之一。本书的管线完整性检测、评价及修复和腐蚀管理概念、方案及技术能够为管线业主领导决策提供技术经济依据，节约巨额投资，降低管线风险，提高经济效益。

作者带领的学生和团队经过多年的研究与工程实施，已经形成了管线完整性管理的技术系统，并得到了油气输送管线业界的认可和应用。管道事故是无法精确预测的，本书所述方法与实验室采用的严格计算方法不同，因为实验室分析方法采用了大量的假设条件，或者说假想的边界条件，造成非常大的不准确性。本书更多地总结了实际经验，在采用新技术的同时并没有抛弃经典的、有效的检测方法。本书第一章概论，鲜明地提出了管线完整性管理的技术路线，描述了管线事故和失效原因，通俗而准确地叙述了什么是腐蚀，强调了基于管理的腐蚀控制的重要性，概述了油气输送管的现状和输送钢管缺欠和缺陷，认识这些常见的缺欠和缺陷，有利于区别原始缺陷及发展和后生缺陷及发展，是油气管线检测识别损伤技术的基础之一。这可以判别损伤形成的时间、机理，有利于使用寿命的估算及修复的决策。第二章是输送管线评价中的数学模型基本知识，同时论述了点蚀的数学表

达和腐蚀数据的统计处理方法。第三章、第四章、第五章，依次论述了埋地管线、热采注汽管线、海底管线的检测、适用性评价和修复以及油气输送腐蚀管理，例举了完整性检测、评价、修复及选材方案、工程实例、评价算例、新材料选用等。第三章第九节、第十节、第十一节中增加了城市天然气输送和分配管网的有关内容。由于近年来连续软管发展很快，第六章专门介绍了陆上和海上用连续软管的选用。检测所用仪器，分散在有关章节中介绍。作者在本书中用了大量的篇幅阐述了外检测技术的适用性，例如最佳使用条件、方法及仪器的选用。环焊缝部位的涂层是管道涂层系统的最薄弱环节，作者在本书中大力推广耐蚀性新材料，例如一种新的双包装 100% 固体聚脲补口材料就是对过去涂层薄弱环节的加强。该书各章节相对独立，查阅某个部分时无须阅读前文。本书涉及的知识面宽、技术新、信息来源广，从总结工程经验到脱稿，前后用了将近 8 年的时间，其间，不断修改，更新内容。

本书是油田、管线业界、科研教学机构和管理部门的经验总结，也是上海天然气管网有限公司等省市管线、城市管网进行埋地管线完整性检测、评价、修复、选材研究与工程实施的案例分析。上海天然气管网有限公司副总经理高玉珍带领的腐蚀管理课题组——孙振华、饶险峰、颜达峰、闵杰、郑琦薇等的实践为本书增添了城市天然气管网完整性管理的新内容。第三章第一节、第二节、第十节和第四章第三节由郭衡纲编写。第六章由郭劭衡博士、杨海兵博士参考有关 API、ISO 标准和国外最新情况，结合产品开发编写。吴艳阳博士、方军峰参加了书中所引部分工程的实践。原稿中图、表由郭衡纲制作，郭彩琴、王雁录入了大部分文字。

作者特别感谢上海海隆公司董事长张军，感谢他对作者提供的写作帮助和对作者出版著作的支持。作者感谢王茂堂教授的修改意见和有益帮助。王茂堂教授一直致力于输送管材和管道工程的研究和教学工作，在管线技术方面有很深的造诣，他对本书提出了非常宝贵的建议。在此，作者深表感谢。

由于作者水平和工程经验有限，难免有不妥之处，敬请指正。

作 者

2006 年 6 月 26 日于上海

目 录

第一章 概论	1
第一节 输送管线事故和失效原因	4
第二节 腐蚀控制	6
第三节 输送钢管	14
参考文献	33
第二章 输送管线评价中的数学模型	34
第一节 数值计算	34
第二节 点蚀频率计算	48
参考文献	50
第三章 埋地钢质管线的检测、评价与修复	51
第一节 埋地钢质管线完整性调查	51
第二节 输送管线检测方法的选择	67
第三节 确定检测重点的管道风险树和风险评分法	86
第四节 在役管线工程评价	94
第五节 在役管线服役寿命预测	128
第六节 在役管线选择性修复	134
第七节 埋地钢质管线阴极保护的检测	163
第八节 输送管线泄漏的直接检漏	170
第九节 危险性流体输送管线完整性管理	173
第十节 检测准备和检测人员的培训	192
第十一节 上海天然气高压管网基于技术和管理的腐蚀控制规划研究	224
参考文献	235
第四章 稠油热采用注蒸汽管线检测及评价	237
第一节 稠油热采用注蒸汽耐热钢管	237
第二节 稠油热采用注蒸汽管道的腐蚀、疲劳及变形	241
第三节 稠油热采用注蒸汽管线的检测	246
第四节 稠油热采用注蒸汽管线损伤评价方法	252
参考文献	256
第五章 海底管线的损伤、检测与修复	257
第一节 海底管线的损伤	258
第二节 海底管线的设计与防腐蚀	262
第三节 海底管线检测	265
第四节 海底管线维修	269
第五节 著名海底管线	270
参考文献	271

第六章 海上和陆上油田输送用连续软管 273

第一节 海洋石油用软管 274

第二节 陆上油田集输用连续软管 289

参考文献 292

第一章 概 论

石油天然气输送管线按其所处地理环境可以分为陆上埋地输送管线和海底管线。特殊的,还有稠油热采用注蒸汽管线。这样,油气田管线和长距离输送管线可以分为三类,即埋地输送管线、海底管线和注蒸汽管线。据此,输送管线的检测、评价及修复分为埋地输送管线、注蒸汽管线和海底管线来进行论述。

输送管线的完整性管理技术指通过采用各种类型的接触检测仪器和非接触检测仪器确定管线在运行状态下内外覆盖层、电化学保护、管体结构的完整程度,定量地分析管道的各种缺陷尺寸和位置,依据检测数据和运行系统记录对管线的承压能力和剩余寿命进行评价和预测,最终确定在役管线安全运行的参数范围和修复方案。完整性管理技术适用于钢质管线系统。管线系统是指输送流体的所有设施,包括管道阀门、管道附件、压缩单元、计量站、调压站、输送站,以及支撑和制造装配设施。完整性管理的原则和具体化方法适用于所有管线系统。完整性管理使操作者可以用工作中证实的工艺与操作来发展和补充一个有效的完整管理程序。输送管线系统管理完整性是每一个管线系统工作者的基本目标。管线系统工作者向顾客持续地提供安全可靠的石油、天然气,而不会给雇员、公众、顾客和环境带来不利的影响。无事故运行一直是而且永远是输送管线企业的目标。一个全面的、系统的、完整的管理程序提供提高管线系统安全的方式,使得它们通过适当的预防、探测和缓解行动提高管线运行的安全性,降低事故的发生率。完整管理的功能性需求贯穿于新管线的整个部分,从最初的计划、设计、选材到建设。如果一个新管线成为完整管理程序的一部分,为了满足标准应该考虑管线功能性的需求,包括预防、检测和缓解行动。完整的材料、设计及管线建设记录对于开始一个好的完整管理程序是必需的。腐蚀管理要纳入系统完整性中,这包括有适当的人员、技术、适当的仪器及维护所承受风险的能力,以及对周围经营环境的关心程度,始终把安全作为管道经营的最高目标,对每个小小的腐蚀记录都要十分珍惜,对需要改进的地方随时进行监测。

完整的管线需要完整的技术,作者的做法是将检测、评价、修复及选材四者结合在一起,提出了“全线普查、重点检测、管段评价、选择修复、腐蚀管理”的20字技术路线。

全线普查,指在不开挖情况下,对目标管线进行全线踏勘和用PCM探测漏点、外防腐层老化程度的基础上,结合管线的历史档案和与熟悉情况的人交谈所获得的信息,运用概率统计方法和管线失效原因及腐蚀原理,指出重点检测管段,同时兼顾管线的结构种类及风险因素,确定检测方案和方法。

重点检测,是指对全线普查确定的重点管段的检测,包括阴极保护效果检测,杂散电流检测,外防腐层种类与等级、厚度、漏点、老化程度检测,管体检测(包含出厂标识、应力腐蚀、冲蚀检测),输送流体压力波动及腐蚀介质确认。如采用外检测方法,在检测过程中如发现新的活性点,应加密检测坑。干线设计寿命一般为33年,油田集输管线设计寿命一般为20年,对管线可靠性分析必须建立在对管材和焊接强度分析及对某一管段承受载荷的研究上,所以应将管线按情况划分并编号,管线结构的可靠性关键在于焊缝,统计分析表明,焊接事故大多发生在环焊缝(未焊透、噉嘴、夹杂、氢脆等)。

管段评价,是指根据全线普查和重点检测结果,通过分析,确定管线损伤缺陷的性质、概率、排序,采用具体问题具体分析的方法,对有缺陷的管段进行单因素或叠加因素的评价,即承压能力与剩余寿命分析。在必要时,可实现现场静水压爆破试验。一个是对管线全线打压,暴露管线上的薄弱点;另一个是对截取管段测定屈服压力和爆破压力,评定管材的适用性和验证承压能力评价结论正确与否。切除的旧管段是重要的信息来源,保存有管道的老化程度、应力腐蚀倾向及点蚀数据等。这种试验可在现场无交流电供给的情况下实现。

一条干线的承压能力和寿命取决于某些有危险的管段,而不是全线,对个别有问题的管段进行检测、评价,可预防未来的事故发生,据此可提出正确的修复方案。

输送管线的检测有内检测和外检测之分。内检测一般指用漏磁检测清管器 MFL 或超声波内检测清管器 UT 检测管道壁厚,适用于全线检测。作用在管外的外力会造成几何变形,如凹坑、变薄,外力还可能造成冷变形、塑性变形和残余应力。内压可使其变圆,但弹性已损失,在冷变形区可能产生裂纹。标准规定,凹坑深度大于管壁 6%时必须更换。内检测,如漏磁法不能发现这种机械损伤造成的微小几何变形。内检测仪的发展方向是检测裂纹乃至微裂纹,从内向外检测管线变形、外防腐层损伤、地理位置等。虽然内检测是必要的,但又是不足的,因为智能清管器 (PIG) 不能发现早期的腐蚀状况,例如,防腐层绝缘程度,当 PIG 发现时,腐蚀已经造成了缺陷。外检测一般指不开挖检测和开挖检测,检测的方法有目视检测、接触检测和非接近检测,外检测仪发展的方向是将计算机压缩入小型仪器中,做成各种类型的便携式、智能化仪器,适合油田集输管线的检测,其检测直观、可靠、可反复检测。最新的动向表明,外检测的技术越来越受到重视,尤其是非接近检测技术,如较成熟的 PCM 和显示管道截面的仪器。但是,目前可以说没有一种管线直接检测和外检测仪器能够做到绝对准确,有优点也有局限性,如 RD 雷迪 400 探管器的管道埋深探测,由于本身的局限性和地下金属结构的干扰,探深的误差较大。每一种检测方法也有其局限性,另外,与检测人员的经验也有直接关系。

关于评价软件,根据管段评价的需要,编写一个简短的计算软件,即可满足加快评价过程的要求。相对来讲管段的评价数学模型不是很复杂。大型通用有限元软件有微机版,即在 windows 下运行的版本有 SAP5、SUPERSAP、ALQOR、ADINA、MSC/NASTRAN、MSC/DYTRAN、HKS/ABQOS、ANSYS、ANSYS/LS-DYNA,这些软件用于管线评价过于富裕。管线评价可以用那种专用软件。评价必须依据有关标准进行。

选择性修复,是指根据检测和评价结果,根据业主对安全性和经济性的要求,确定管线修复与否,有针对性地选择恢复管线的完整性,使管线重新达到安全经济运行状态的修复方案和技术。这样,能够使管线进入长寿命使用。

腐蚀管理,是一种防止腐蚀失效的综合方法,就是利用自己手头的资源(人力、能源、时间、历史数据、检测评价能力和结果等),减轻腐蚀,降低成本而取得更大利润的方法。腐蚀管理的主要目标是维护生产安全,加强环境保护和提高成本效益,通过控制所有与腐蚀、材料及工艺等相关的因素以达到上述目标。腐蚀管理包括了风险管理,在程序上,应安排在后期进行。

风险管理,是指管线修复后的风险管理。以卫星为依托,用 GPS 接收地理信息,建立管线电子地理信息图库 (GIS),将完整性评价数据输入地理图,使数据与地理位置、时间一一对应。例如,将已发生的偷油偷气打孔点输入地理图,便于以后用 PCM 寻线时发现新

的打孔点。

图 1-1 是典型的埋地输送管线外检测工艺路线图。随着检测工作的进展，采取排除法，将检测重点放到缺陷明确的管段和项目上。检测、评价的主要对象有管线走向、管线外防腐层、基于外防腐层漏点地理信息的偷油打孔位置识别、阴极保护、管体、保护套管、杂散电流、输送流体及土壤。管体检测主要对象有剩余壁厚、外表面损伤、内表面蚀坑、应力集中和微裂纹。PIG 进行的管内检测是一种全面检测，管体外检测是一种基于风险的重点检测，是一种概率检测。

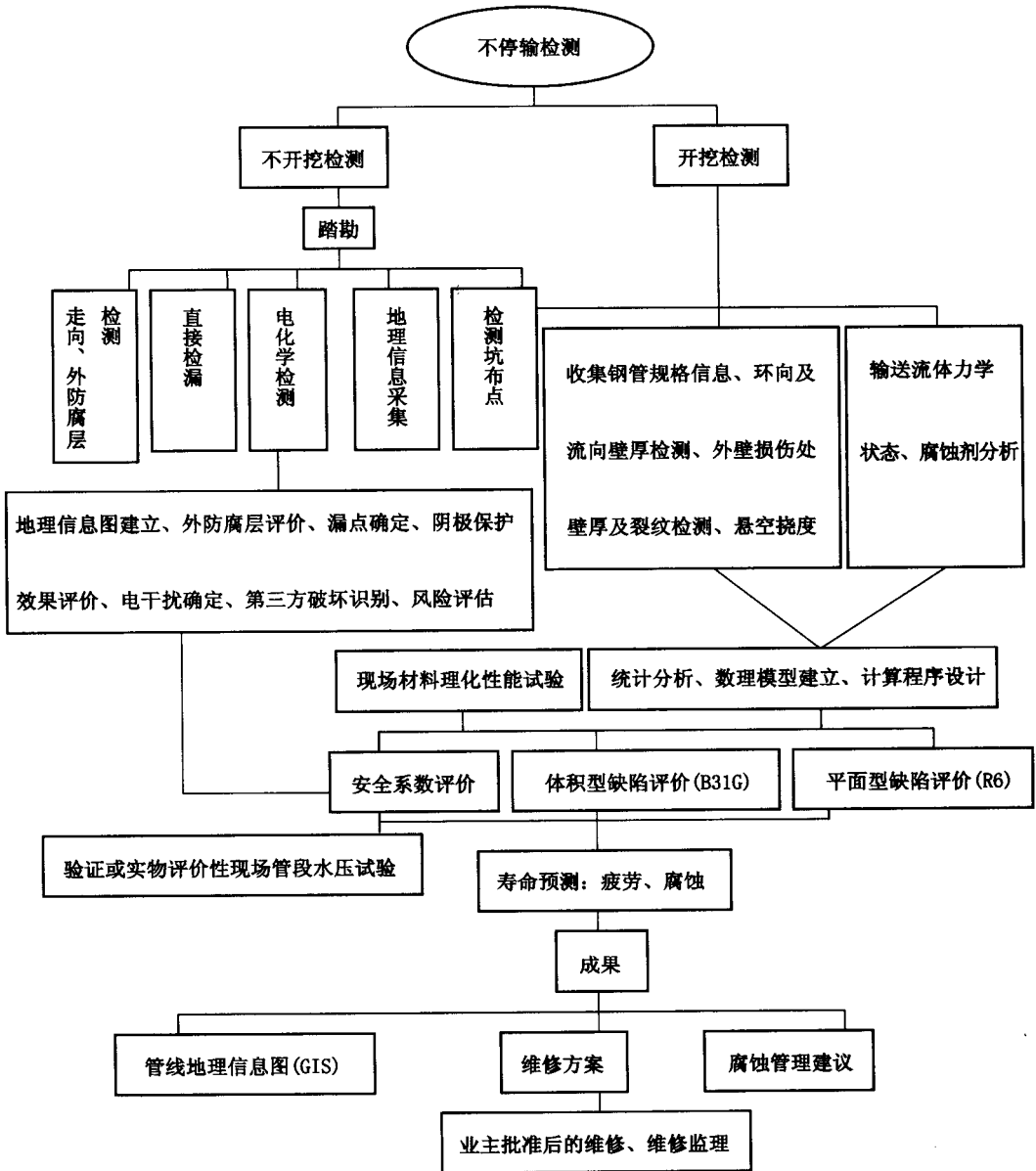


图 1-1 典型埋地管线外检测工艺路线图

第一节 输送管线事故和失效原因

输送管线存在的缺陷可导致管线事故发生, 表现为泄漏、穿孔、破裂三类失效模式。美国和欧洲 20 世纪 70~80 年代的统计资料表明, 在所有干线天然气输送管线事故中, 泄漏占 40%~80%, 穿孔占 10%~40%, 破裂占 1%~5%。在这三种失效模式中, 泄漏是主要的失效模式。

表 1-1 列出 1970—1990 年某些国家和地区输气管线事故概率, 表 1-2 列出 1982—1991 年某些国家和地区输油管线事故概率。从表 1-1、表 1-2 可以看出, 外来破坏和腐蚀是管线的主要失效原因, 其中, 外来破坏占第一位。比较欧美和苏联及中国的管道事故, 可以看出, 欧美因管材质量而导致的事故率很低, 到了 20 世纪 90 年代以后, 管材质量引起的管线事故未见报道, 而苏联和中国因管材制造质量, 尤其是焊接施工质量造成的事故还是比较高。俄罗斯全国配气管道在 2003 年拥有 3.3×10^5 km 埋地管道, 发生事故 33 次, 事故率为 0.0272 次/1000km。

表 1-1 输气管线失效事故概率

单位: %

失效原因		欧 洲	美 国	苏 联	中 国 四 川
外来破坏		50.52	53.5	16.9	18.07
腐蚀	外腐蚀	11.2	11.83	33.0	13.0
	内腐蚀	4.8	5.07	6.9	30.0
材料		5.348	16.9	13.3	12.0
施工		8.022	5.6	19.4	26.0

表 1-2 输油管线失效事故概率

单位: %

失效原因		欧 洲	美 国	中 国
外来破坏		40.42	53.50	8.3
腐蚀	外腐蚀	19.36	11.83	15.0
	内腐蚀	8.3	5.07	5.4
材料			16.9	2.4
施工			5.6	5.1

一、外来破坏

外来破坏又称第三方破坏, 包括人为破坏(建设活动、挖掘操作、偷盗打孔等)和自然力破坏(冲蚀、冰层活动、冲刷、地震、滑坡、地陷、水流等), 居失效原因的第一位, 占失效事故的一半以上, 在外来破坏中, 人为破坏占 67%, 地球运动破坏占 13.3%, 自然灾害破坏占 10.8%。

外来破坏往往造成突发事故, 如泄漏、断裂和变形等。即使在外力作用下, 如挖掘机造成的刮痕、压坑, 暂时没有发生突发事故, 当腐蚀、应力在坑底诱发裂纹后, 将对管线安全运行造成危险, 而内检测, 如漏磁检测法, 不能发现这种机械损伤造成的微小几何变形, 如凹坑、金属损伤、冷变形及冷变区的微小裂纹、塑性变形和残余应力。

管线暴露出地面、人容易接近的地方，外防腐层易遭受破坏，这些地方与空气、水接触，形成小阳极大阴极，加速破损处金属的腐蚀，尤其破损处在水线位置时，腐蚀速度更快，最后发展到穿孔。我们称其为先破坏后腐蚀。

二、腐蚀

腐蚀失效占管线失效的第二位，是管线事故的常见原因。腐蚀按位置分，分为外腐蚀、内腐蚀。按腐蚀介质分有 H_2S 、 CO_2 、SRB 及 O_2 等，当有力参加进来时，则有应力腐蚀开裂（SCC）、硫化物腐蚀开裂（SSCC）和疲劳腐蚀。外腐蚀指管线外壁的腐蚀，外防腐层完好时，对管线外壁的防护作用为 99%，阴极保护的作用仅为 1%。当外防腐层千疮百孔破损时，阴极保护电流对涂层的阴极剥离加强，在这种情况下，阴极保护起副作用。内腐蚀指输送流体中的 H_2S 、 CO_2 、SRB、 Cl^- 及 H_2O 等对管内壁的腐蚀。当输送流体经过脱 S、脱 H_2O 达标后，可以认为腐蚀是很小的。一般出油管的内壁腐蚀严重。 H_2S 可造成钢材的全面腐蚀、局部腐蚀和应力腐蚀，发生哪种腐蚀倾向，与 H_2S 浓度和拉应力状况有关， H_2S 应力腐蚀一般发生在常温状态。 CO_2 一般造成钢管的局部腐蚀，其腐蚀形态为台地状等，往往造成壁厚减薄穿孔。天然气管道上发生应力腐蚀破裂是最近几年最危险事故，发生的原因是管子外表面的防腐层剥离，高电位保护或过保护，在土壤特别是沿江沿海致密性黏土地层水及影响应力腐蚀的组分渗入涂层和很高的拉伸应力作用下，随着原子氢渗入钢的晶界，导致钢管脆化和龟裂。最近的调查证明，在碳酸盐和碳酸氢盐的水中可发生所谓的“高 pH 值应力腐蚀破裂”，还有所谓的 pH 值大约 6~8 的近中性“低 pH 值应力腐蚀破裂”，与含有游离的 CO_2 有关。所以，鉴别是否有应力腐蚀破裂产生的部位是管道完整性评价的关键。微生物特别是 SRB 腐蚀可造成管道的腐蚀甚至应力腐蚀。在剥离的涂层下面易于聚集为数众多的 SRB，阴极保护电流不能在剥离的涂层下面起作用，从而，可能造成严重的腐蚀，腐蚀速度可能是惊人的和带有灾难性的。

腐蚀形成的缺陷按几何形状分为体积型（点、槽、片等）、平面型（应力腐蚀、氢致开裂）和弥散型（氢鼓泡、氢致诱发裂纹）。

三、断裂

我国已发生的管线管断裂事故，多属脆性断裂。迄今为止，我国最大的一次输油管线脆性断裂事故是 1974 年冬东北一输油管线复线进行气压试验时发生的。当时大气温度约为 $-25\sim-30^\circ\text{C}$ ，材料为 16Mn，爆破时环向应力接近 SMYS，断口几乎全部为脆性断口，裂缝长度约 2km。据四川石油管理局统计，四川气田 1970—1990 年间共发生 100 余次输气管线断裂事故，大都是螺旋焊缝处脆性开裂。

脆性断裂的产生是由于在承压状态下，管线工作温度低于钢管材料的韧脆转变温度（FATT）所致。随着冶金技术的进步，管线钢的 FATT 大幅度下降。近年来，脆性断裂事故逐渐减少，而延性断裂事故不断发生。

管径的增加，输送压力的提高，引发了一系列延性断裂事故，促使了这一领域研究工作的开展，研究的重点是延性断裂的启裂、扩展和止裂。由于钢管制造、施工等方面的原因，以及可能存在的腐蚀坑、应力腐蚀和腐蚀疲劳裂纹，大大增加了启裂的可能性。因此，在研究材料韧性与临界裂纹尺寸（ a_c ）相关性的同时，人们更加重视裂纹失稳扩展的防止。大量的研究表明，为达到延性断裂的止裂，必须要求管材和焊缝有较高的上平台冲击功（CVN），而 CVN 的要求值主要与环向应力、管径、壁厚有关。BMI、AISI、BGG 等许多公司都有各自的公式，用于计算钢管在特定条件下韧性要求值，或者根据失效分析及经验

规定某一特定温度下的最小 CVN 值及 DWTT 试验的最低 SA% 值。

四、疲劳

疲劳失效是由管道在高压下输送原油或天然气时的周期性压力波动引起的裂纹扩展或叠加腐蚀导致的疲劳腐蚀开裂，或由外力引起的应力波动，如埋地上方车辆通过时的震动，海底管线海浪冲击，管线温差引起的热应力变化，跨越段在风作用下的随机震动，以及悬空段在水或泥石流流的冲击下产生的震动。

五、水锤效应

水锤效应即冲击失效。管道中的阀门迅速关闭时，流体的动能转变为势能，产生冲击波。压力波传播到远离波源的地方会产生破坏作用。冲击压力用 Jaibot 方程计算。水锤效应后果有时是严重的，引起强烈震动或移动，导致管线或管件破坏。

Jaibot 方程：

$$p_s = (v/g) (d/2.3) (\Delta v) \quad (1-1)$$

其中 $v = 1.1 / \{ (\rho/g) [1/K + D_i/E(t)] \}^{1/2}$

式中 p_s ——冲击压力，MPa；

v ——流速，m/s；

Δv ——流速变化，m/s；

ρ ——流体密度，kg/m³；

d ——流体相对密度；

K ——液体体积压缩模量，MPa；

E ——管壁材料的弹性模量，MPa；

D_i ——管内径，m；

t ——管壁厚度，m；

g ——重力加速度， $g = 9.8 \text{ m/s}^2$ 。

其他失效原因还有管材质量、焊缝缺陷、保温层渗水、保护套管密封失效、热应力、误操作、错误检修、支撑失效等。

第二节 腐蚀控制

一、腐蚀简介

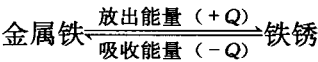
国际标准 ISO 8044—1986《金属及合金的腐蚀术语和定义》和 GB 10123—88《金属腐蚀及防护术语和定义》定义腐蚀（corrosion）为“金属与环境间的物理—化学相互作用，使金属性能发生变化，导致金属、环境或共同组成的体系的功能受到损伤。”

这个定义明确指出了金属腐蚀是包括金属材料和环境介质两者在内的一个具有反应作用的体系。这种反应包括化学反应、电化学反应和物理溶解作用。金属要发生腐蚀必须有外部介质的作用，而且这种作用发生在金属与介质的界面上。它不包括因单纯机械作用引起的金属磨损破坏。

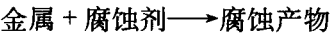
1. 腐蚀产生原因及其过程

金属为什么会腐蚀？热力学第二定律告诉我们，物质总是寻求最低的能量状态，金属处于热力学不稳定状态，金属的氧化物处于热力学稳定状态，所以说金属趋向于寻求一种较低的能量状态，即有形成氧化物或者其他化合物的趋势。金属转化为低能量的氧化物的

过程就是腐蚀。金属腐蚀是一种普遍的自然趋势。例如铁，它的腐蚀就是单质铁回到它的自然化学态（矿石）的过程。从矿石炼铁，需要提供一定量的能量。所以金属状态的铁和矿石状态的铁存在着能量上的差异，即金属铁比它的化合物的自由能高。所以，金属铁有放出能量回到氧化物、硫化物、碳酸盐及其他更稳定的自由能低的化合物的倾向。只不过是吸收和放出能量的速度不同而已。显而易见，能量上的差异是产生腐蚀反应的推动力。放出能量的过程就是腐蚀过程。伴随着腐蚀的发生导致腐蚀体系自由能的减少，故它是一个自发过程。



金属在环境介质中发生腐蚀的过程：



可以简单描述为：

- (1) 通过对流和扩散作用使腐蚀介质向界面迁移。
- (2) 在相界面上进行反应。
- (3) 腐蚀产物从相界迁移到介质中去或在金属表面上形成覆盖膜。

另外，腐蚀过程还受到离解、水解、吸附和溶剂化作用等其他过程的影响。

金属发生均匀腐蚀的例子很少，通常情况下，是发生局部腐蚀，即在同一金属表面，共同存在着腐蚀状态和耐腐蚀状态（图 1-2）。

伴随着腐蚀反应的进行，金属表面形成以下 4 种状态：

- (1) 正在溶解的裸露金属表面（活化态）。
- (2) 被腐蚀产物部分覆盖的金属表面（活化态）。
- (3) 被难溶性腐蚀产物膜完全覆盖的金属表面（钝化态）。
- (4) 表面膜层以很大速度溶解的金属表面（过钝化态）。

处于活化态和过钝化态的金属以较大的速度溶解。与此相反，处于钝化态的金属溶解极小。所以，除了特殊场合，一般说来，活化态和过钝化态处于腐蚀状态，钝化态处于耐蚀状态。

因此，腐蚀过程有 3 个特点：

(1) 因腐蚀造成的破坏一般先从金属表面开始，然后伴随着腐蚀过程的进一步发展，腐蚀破坏将扩展到材料内部，并使金属性质和组成发生改变。在这种情况下，金属可全部或部分地溶解（如 $\text{Fe} + \text{HCl}$ ），或者所形成的腐蚀产物沉积于金属上（如铁锈）。有时，腐蚀过程的进行还将导致金属和合金物理化学性质改变，以至于造成金属结构崩溃（如不锈钢的晶间腐蚀）。

(2) 金属材料的表面状态对腐蚀过程的进行有显著影响。一般在金属的表面上具有钝化膜或抗氧化覆盖层，故金属的腐蚀过程与这一保护层的化学成分、组织结构状态及孔径、孔率等因素密切相关。实践证明，一旦表面保护层受到机械损伤或者化学侵蚀以后，金属的腐蚀过程将大大加快。

(3) 金属在腐蚀介质中的腐蚀行为基本上由它的化学成分决定。另外，金属的金相结构经冶炼后虽然已确定，但这种结构还可以通过热处理和机械处理加以改变。而结构反过

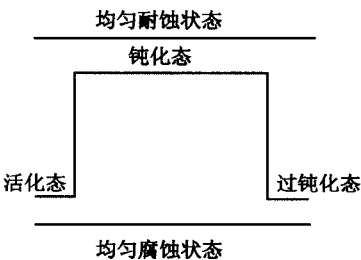
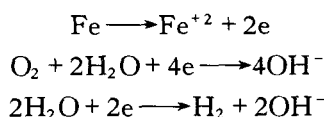


图 1-2 金属表面的腐蚀状态与耐蚀状态

来又将决定材料的力学性能。就金属的被腐蚀形态来说，对于某一金属将出现的是一种选择性腐蚀还是缝隙腐蚀，这完全取决于材料的金相结构，如铁镍钢中有奥氏体、铁素体、马氏体，以及沉积相（碳化物和氧化物）的分布情况。由金属的受力状态（如拉应力、交变应力、冲刷应力等）也可引申出应力腐蚀、腐蚀疲劳及磨损腐蚀等特殊的破坏形式。

同样，腐蚀介质对金属材料的腐蚀过程也有重大影响。腐蚀介质的影响是很复杂的。它除了液相、气相和固相外，还可进一步分为单相和多相。多相介质通常是造成金属材料发生空泡腐蚀和磨损腐蚀的原因。介质的化学成分、组分及浓度等对金属腐蚀过程的影响主要表现在速度和破坏形式上。例如，碳钢在稀 H_2SO_4 中发生均匀腐蚀的速度大于在水中的速度。一般的说，提高介质的温度可加快腐蚀过程的进行。至于液体介质流动状态对腐蚀的影响也是很复杂的。有一些腐蚀（如小孔腐蚀）主要出现在静止不动的液体介质中，而另一些腐蚀（如空泡腐蚀）则主要出现在流动很快的溶液中。

水是腐蚀的电解质，金属在有水的环境中，如潮湿的土壤中的腐蚀本质上是电化性质的。腐蚀的过程涉及半电极反应，即氧化反应（阳极反应）和还原反应（阴极反应）。例如，钢铁的腐蚀，铁失去电子，失去的电子被氧化剂如氧和水还原：



腐蚀过程中两个电化学反应对，即氧化反应和还原反应的发生是缺一不可的。氧化反应造成金属的实际损失，还原反应必须中和掉由氧化反应放出的电子而维持电中性。否则，大量的负电荷将会在金属与电解质界面快速积聚使腐蚀过程停止。这两个半电极反应有时混合发生在金属的整个与电解质接触的界面上，形成全面腐蚀或均匀腐蚀；有时局部发生在金属的同一点或分开发生，形成局部腐蚀，如小孔腐蚀等。金属被氧化的点是阳极区，在阳极区，金属失去电子变成离子，电子沿金属如钢质管道流向阴极区，被氧化剂如氧和水接受，金属离子脱离金属基体如钢质管道流向电解质中，这就是腐蚀直流电流即正电荷流动的方向，该电流流经电解质溶液到达阴极区，即电子到达区。一般腐蚀电池由 4 个部分组成，缺一不可：

- (1) 必须有一个阳极。
- (2) 必须有一个阴极。
- (3) 必须有一个连接阳极和阴极的导电电路，如钢质管道。
- (4) 阳极和阴极必须浸入导电的电解质溶液中，如潮湿的土壤。

埋地钢质管道的外腐蚀是由于氧浓差电池造成的。一条钢质管道的不同部分埋在不同氧浓度土壤中，腐蚀电池因管道表面状态不同或土壤物理化学性质不同而产生，腐蚀的动力来自于腐蚀电池电位和电位的大小。电偶腐蚀是差异电池腐蚀的一种典型形式，这种形式中两种不同的金属在电动序中有一定的距离且在同一腐蚀环境中。

腐蚀的电化学性质指出了检测和减缓埋地钢质管道腐蚀的途径。腐蚀电化学过程的位置和电流是可以测量的。对于土壤环境，通常使用铜—硫酸铜参比电极（CSE）。电位测量通常用于确定埋地管道是否存在差异腐蚀电位和评价阴极保护效果。测量时，参比电极连接到数字电压表的负端并插入管道正上方的土壤中，数字电压表的正端通过电线与钢管连接，这样就得到一个负读数。当两个半电极距离足够大时，也可以测量这个大的电池产生的长线电流。欧姆定律告诉我们阴极保护电流流经土壤会产生一个电压降，土壤的电压降