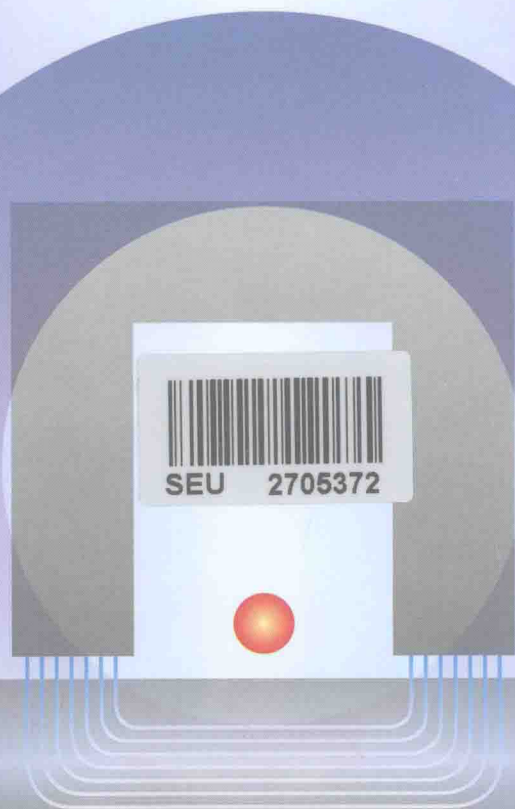


油气管道缺陷 漏磁内检测理论与应用

黄松岭 著



油气管道缺陷漏磁检测 理论与应用

黄松岭 著



机械工业出版社

本书系统论述了油气管道缺陷漏磁内检测理论及其实现技术、油气管道内检测的意义及相关法规和标准。全书共分7章,包括绪论、漏磁内检测原理及其影响因素分析、油气管道内检测用传感器设计、检测信号处理方法、地面标记方法、漏磁检测缺陷量化和检测数据分析专家系统。

本书内容是作者10多年来理论和应用研究成果的总结,可供电磁无损检测相关技术和工程人员参考,也可作为无损检测人员的资格培训和高等院校相关专业的参考教材。书中信号处理和数据分析专家系统方面的内容对其他无损检测开发人员也具有借鉴意义。

图书在版编目(CIP)数据

油气管道缺陷漏磁内检测理论与应用/黄松岭著

—北京:机械工业出版社,2013.9

ISBN 978-7-111-43446-7

I. ①油… II. ①黄… III. ①石油管道—漏磁—管道检测②天然气管道—漏磁—管道检测 IV. ①TE973.6

中国版本图书馆CIP数据核字(2013)第168537号

机械工业出版社(北京市百万庄大街22号 邮政编码100037)

策划编辑:沈红 责任编辑:沈红

版式设计:常天培 责任校对:佟瑞鑫

封面设计:姚毅 责任印制:李洋

北京华正印刷有限公司印刷

2013年9月第1版第1次印刷

169mm×239mm·10印张·191千字

0001—2000册

标准书号:ISBN 978-7-111-43446-7

定价:38.00元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心:(010)88361066

教材网:<http://www.cmpedu.com>

销售一部:(010)68326294

机工官网:<http://www.cmpbook.com>

销售二部:(010)88379649

机工官博:<http://weibo.com/cmp1952>

读者购书热线:(010)88379203

封面无防伪标均为盗版

前 言

目前,全世界85%以上的原油和99%的天然气由管道运输,油气管道总长度超过380万km。我国油气管道总长度在2012年已达到9.3万km,2015年将达15万km。油气管道在服役过程中,会受地质变化、地震、第三方施工破坏和腐蚀等多种人为和自然因素的影响产生缺陷,给油气管道运营带来安全隐患。严重时将导致油气泄漏,甚至引起火灾和爆炸,进而造成严重的环境污染和巨额经济损失。国家有关部门颁布的《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》要求必须对新建管道在一年内完成基线检测,以后每一至三年检测一次。

长期以来,国内油气管道检测技术水平与国外差距较大。近几年,在国内相关单位的共同努力下,我国在油气管道缺陷漏磁内检测理论与应用方面取得了长足发展,缩小了与发达国家的差距,甚至在有些方面取得了领先世界的成果。

本书介绍了油气管道缺陷漏磁内检测理论及其实现技术,主要包括油气管道缺陷漏磁内检测的意义、油气管道完整性管理相关法规及标准、检测用探头、检测信号处理方法、地面标记方法、缺陷量化和管道安全评估方法、检测数据分析专家软件等几个方面内容。

本书的内容是作者近10年来在油气管道缺陷漏磁无损检测方面不断研究和实践应用的总结,书中大部分内容来源于作者指导的博士和硕士研究生的学位论文,这些学生是崔伟、叶朝锋、童允、苏志毅、苏宇航、吴欣怡等。在相关技术的实施中,得到了中石化、中石油和中海油等相关单位领导和工程技术人员的大力协助,使得该理论和技术在实践中不断完善,在此表示衷心的感谢!本书的研究工作得到了赵伟教授的无私帮助,在此表示由衷的感谢!

在国外,漏磁无损检测技术研究较早,有些技术至今仍垄断着国内的市場。随着国内油气管道内检测需求的增长,我国的研究工作越来越得到重视,工业应用也越来越广泛。在此,希望本书的正式出版能为广大的研究开发人员、高校师生和工程技术人员提供参考。

书中错误和不妥之处,敬请读者批评指正。

作者
2013年5月
于清华园

目 录

前 言

第1章 绪 论	1
1.1 油气管道缺陷检测的意义	1
1.2 油气管道缺陷内检测技术概述	4
1.3 油气管道完整性管理相关法规及标准	9
1.4 油气管道内检测流程	11
第2章 漏磁检测原理及其影响因素分析	13
2.1 漏磁检测原理	13
2.1.1 漏磁检测理论的发展沿革	14
2.1.2 缺陷外形与漏磁场的关系	18
2.2 漏磁检测影响因素	33
2.2.1 影响因素的分类	33
2.2.2 磁化环节的影响	34
2.2.3 漏磁和数据采集环节的影响	39
2.3 外磁场测量系统的应用	43
第3章 油气管道漏磁内检测用传感器设计	46
3.1 漏磁测量用传感元件	46
3.2 管道内外壁缺陷区分用传感元件	49
3.3 非磁状态量传感器	49
第4章 检测信号处理方法	51
4.1 数据采集与存储	51
4.1.1 数据采集的基本理论	51
4.1.2 管道漏磁检测的数据采集	52
4.1.3 数据的组织与存储	60
4.2 数据压缩及降噪方法	67
4.2.1 检测数据压缩	67
4.2.2 检测信号降噪方法	71
第5章 地面标记方法	79
5.1 引 言	79
5.2 低频辐射和接收传感器	81

5.2.1 超低频电磁场的磁偶极子模型	81
5.2.2 基于超低频电磁场的定位模型	82
5.2.3 低频辐射器	85
5.2.4 接收磁传感器	85
5.3 低频辐射信号发生电路	87
5.4 低频辐射接收器	88
5.5 地面标记系统的实验测试	90
5.5.1 定位实验理论分析	90
5.5.2 超低频电磁辐射定位系统测试	92
第6章 漏磁检测缺陷量化方法	97
6.1 引 言	97
6.2 基于统计识别的缺陷量化方法研究	102
6.2.1 漏磁信号的预处理	103
6.2.2 波形特征的定义和提取	104
6.2.3 缺陷长度的统计识别	105
6.2.4 多变量统计分析方法	107
6.2.5 缺陷宽度的统计识别	110
6.2.6 缺陷深度的统计识别	112
6.3 径向基函数神经网络量化方法	113
6.4 三维有限元神经网络量化方法	121
6.4.1 有限元法的离散化原理	122
6.4.2 有限元神经网络	124
6.4.3 用 FENN 求解正问题和逆问题	131
6.4.4 FENN 的优点分析	132
第7章 检测数据分析专家系统	135
7.1 专家系统简介	135
7.2 数据分析软件功能	137
7.3 实验结果	140
7.3.1 实测数据的预处理	140
7.3.2 基于波动的缺陷信号识别	141
7.3.3 缺陷信号分类与量化	142
7.3.4 管道安全性评估	143
7.3.5 牵拉实验数据缺陷分类与量化	145
附录 牵拉实验缺陷量化结果	148
参考文献	152

第 1 章 绪 论

1.1 油气管道缺陷检测的意义

石油和天然气是重要的能源和化工原料，对人民生活、工农业生产和国防建设具有举足轻重的作用。石油和天然气的安全储运，是保证它们发挥作用的重要环节。在常见的这些运输方式中，管道运输可靠性最高、成本较低，与其他运输方式相比，管道输送具有以下特点：

1) 运输量大。如一条 $\phi 720\text{mm}$ 管道的年输油量大约是 500 万 t； $\phi 1220\text{mm}$ 管道的年输油量约在 1000 万 t 以上，其运力分别相当于一条铁路和两条双轨铁路的年运输量。

2) 油气输送管道大部分埋设于地下，占地少，受地形地物的限制少，可以缩短运输距离。油气输送管道的建设实践证明，输送管道埋藏于地下的部分占管线总长度的 95%，因而对于土地的占用很少，仅为铁路的 10%、公路的 3% 左右。

3) 一般来说，石油和天然气通过管道运输安全可靠。由于石油和天然气易燃、易爆、易挥发、易泄漏，采用管道方式运输，既可保证安全，又可大大减少挥发损耗，对周围环境的污染也小。并且，油气管道埋在地下，受恶劣气候的影响小，油气输送的有效性和安全性可以得到保障。

4) 能耗少、运费低、效益好。石油长输管道的能耗约为铁路运输的 $1/12 \sim 1/7$ 。因此，以输油为例，管道运输是陆地运输中成本最低的。理论和实践证明，输送管道口径越大，运输距离越远，运输量越大，运输成本就越低。

5) 管道运输建设周期较短、费用也较低。与相同运量的铁路建设相比，油气输送管道的建设周期一般要短 $1/3$ 以上，特别是在地质地貌条件和气候条件相对较差的地方，油气管道的建设周期比铁路建设更短。

现代油气管道运输起始于 19 世纪中叶。世界上第一条输油管道于 1865 年在美国宾夕法尼亚州的泰特期绍尔油田建成投产。尽管利用管道输送油气在世界上已有一百多年的历史，但实际上，直到 20 世纪初，管道运输才得到了进一步的发展。和现在规模相近的长距离输油管道，则始于第二次世界大战期间。据不完全统计，目前世界上干线管道总长度约 380 万 km。

据史料记载，我国是最早使用管道输送液体的国家。在秦汉时代，我国就已

经用打通了竹节的竹子连接起来输送卤水。但是直到中华人民共和国成立,我国还没有设计并建造出一条油气长输管道。我国石油天然气管道工业是随着石油工业的创建而发展起来的,1958年,我国建成了克拉玛依至独山子的输油管道,它是我国建设的第一条油气长输管道;20世纪60年代,大庆油田的开发,使我国原油生产实现了跳跃式发展,原油产量大幅度提高;1970年,国家批准在东北地区兴建输油管道。此后,随着辽河等油田的相继开发,长输管道的建设进入了新的发展时期。

原油长输管道建设方兴未艾,输气管道也日益崛起。20世纪70年代到80年代末,是世界天然气开采的一个高峰期。世界上最大规模的几条输气干线都是在这—时期建成的。这些大规模、长距离管道的建设,促进了管道技术的发展。在这—时期,我国天然气管道的建设也较快。20世纪90年代,随着我国新气田的开发,又先后建成了几条具有代表性的输气管道,例如1995年建成了崖13-1气田到中国香港的海底输气管线,这是我国在深海敷设的第一条距离最长、压力最高、管径最大的海底输气管线。

西气东输工程是继长江三峡水利枢纽之后我国投资规模最大的工程项目。该项目旨在将新疆塔里木盆地的天然气资源,通过约4200km的长输管道,跨越新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏、浙江和上海10个省市自治区,最终运送到上海和浙江,供应沿线各省市的民用和工业用气。“西气东输”所使用的管道,是我国目前距离最长、投资最多、输气量最大、施工条件最复杂的天然气管道,西气东输工程中仅管道工程一项的投资就高达400亿元。西气东输工程于2002年7月4号全线开工,2004年9月6日已经实现了全线贯通,并于2004年12月30日正式开始商业运营。目前,西气东输二线、三线也相继投入运营。

经过40多年的发展,我国的油气输送管道工业从无到有,逐步缩短了与世界工业发达国家技术水平的差距。尤其是在管道工程的设计技术、施工水平、运行管理及维护方面取得了长足的进步。但同时也必须意识到,由于我国管道业起步相对较晚,发展速度缓慢,在管道覆盖面、服务范围、技术装备和运量等方面还都与世界水平存在相当大的差距。管道建设的发展,反映了人们对能源需求的不断增长。据估计,我国到2025年对石油的需求量将达 $4.2 \times 10^8 \text{ t}$;对天然气的需求量将达 $2 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。因此,随着我国油气田的开发、开采及先进油气管输技术的应用,我国的油气长输管道必将迎来更加高速度的发展。

对油气管道输送的基本要求是安全、高效。但是,长输管道的工作条件通常非常恶劣,受其内部流体介质的温度、压力及腐蚀性等的影响,很容易发生腐蚀、疲劳,或使管道内部的潜在缺陷发展成破损而引起泄漏。据统计,目前世界上50%的油气管道已经使用了30年甚至更长的时间,由于腐蚀、第三方破坏等

原因,管道泄漏事故时有发生。而且因为所输送介质的危险性和污染性,一旦发生泄漏事故,轻则造成能源原料的流失,影响经济效益,污染环境,重则导致人身伤害事故。我国也有很多油气长输管线已经进入衰老期,油气管道泄漏事故时有发生。据不完全统计,从1970年到1990年的20年间,我国长输油管道共发生大小事故628起。最近发生的一起重大事故是在2004年10月6日,陕京天然气管道因挖土施工不当,出现了一个大面积缺口,致使天然气大量泄漏,造成向北京供气中断30h,直接经济损失达上百万元。有关管道事故的统计表明,工程设计遵循的“浴盆”事故概率曲线同样适用于管道运输业,如图1-1所示。

在油气输送管道的整个生命周期内,均可能发生事故,事故发生的概率按管道运行年份顺序分为三个阶段:初生期、稳定期和衰老期。在初生期和衰老期发生事故的概率比较高,而稳定期事故概率相对

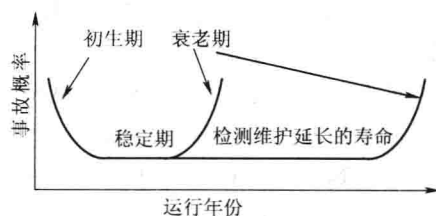


图 1-1 “浴盆”事故概率曲线

较低。主要因为:从管道运营开始,管道在材质、防腐层、坡口等方面存在着未被检查发现的缺陷,或者由于铺设管道施工中造成的管体损伤和管道周围的环境尚未达到稳定状态;还有,第三方破坏及运行过程中操作失误等也是重要的原因,因而事故率较高。但随着时间发展,事故率逐渐降低。在稳定期,由于管道周围环境趋于稳定,加之在初期造成事故的管道也通过维修和维护得到了改善,事故率比初生期显著降低,管道处于平稳运行期。这一时期,致使管道出现事故的主要因素是第三方破坏或操作失误等。而进入了管道的衰老期后,由于腐蚀、磨损、管道趋于老化等原因,事故率又逐渐上升。但从图1-1也可以看出,如果能对管道实施缺陷检测,准确把握管道的实际状况,并根据相应国家标准,对一些严重缺陷及时进行维修,就可以有效地避免事故的发生,且延长管道使用寿命。对不同的管线,由于设计水平、施工质量、所输送油气介质的腐蚀性、维护条件及安全管理水平等的差异,“浴盆”曲线也有所不同,但总的规律非常相似。由此可见,管道检测是保证管道安全运行的基本方法。只有通过检测,了解了管道的实际状况,才能及早采取有力措施,避免事故的发生。

基于对安全、经济、环境等各方面因素的考虑,世界各国政府对管道检测越来越重视,许多国家都制定了相应的管道检测法规。例如,美国于2002年12月17日正式开始施行的《2002年管道安全加强法案》,要求每个管道运营商都制定和实施一项“完整性管理计划”,其中的主要规定包括必须找出管道系统中的“高风险区域(HCA)”,并对这些区域进行风险分析,以及对每条管线进行完整性评估,进而按照预定的周期和指定的方法检查整个管道系统的运行状况。英国规定对管道进行内检测的周期为2~10年,并要求对所有管道进行基线检测,即

对新建管道要实施的检测。英国天然气公司还根据管道所处的不同特殊状况，定期对管道实施再检测，及时、准确把握管道使用状况，从而找出管道腐蚀的相关规律，对管道未来状况作出科学的分析和预测，并根据管道完整体系规范对一些严重缺陷及时修复，真正做到防患于未然。

我国政府对管道安全极为重视，近几年也制定了一系列有关管道安全的行业标准或企业标准，如《管道干线腐蚀控制调查技术规范》、《钢质管道内腐蚀控制标准》、《钢质管道及储罐腐蚀预防护方法标准》、《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》、《石油天然气管道安全规程》等。上述标准和法令对管道检测内容、检测周期都提出了明确的要求，对加快检测技术的发展无疑产生了巨大推动。其中，1996年8月颁布的SY6186—1996《石油天然气管道安全规程》是目前为止我国制定的最新的有关管道安全的法规。按照该规程规定，管道运营机构要定期进行管道检测，外部检查每年至少一次，全面检查每五年一次。

目前，我国每年用于油气管道维修的费用高达数亿元，且有逐年增加的趋势。由于受到检测技术和手段的制约，管道状况不能确切掌握，造成盲目开挖、盲目报废；维修缺乏科学性，导致大量的人力、物力和财力的浪费。这一切都对油气输送管道检测提出了更加迫切的需求。

1.2 油气管道缺陷内检测技术概述

无损检测技术在保证管道的安全运行中起着重要的作用。从管材的生产加工、管线的安装到管道运营过程的维护和检修等，各个阶段都离不开无损检测技术。无损检测技术是在不损伤材料和构件的条件下判断其有无缺陷的检测手段，即利用材料特性的异常或缺陷所引起的电磁等物理效应的变化，来评价被检材料中是否存在结构缺陷。现代无损检测还包括对材料其他性能的检测（例如材料的成分、应力和涂层厚度等）。

对油气管道缺陷的无损评价，不仅要检测出缺陷的有无和缺陷位置，而且还要求量化判断缺陷的类型、尺寸和形状，以及对使用安全性能的影响等，以便对被检测管道作出检修周期和使用安全寿命的评估。这就对油气管道缺陷检测器的设计、检测信号的处理和缺陷的量化评估等，都提出了更高的要求。

管道缺陷检测方法主要有超声检测法、射线检测法、涡流检测法、渗透检测法和漏磁检测法，每一种检测方法都有其长处和局限性。针对不同的检测对象和检测目的，需要选用不同的检测方法。能适用于所有条件下任意缺陷的万能检测方法是存在的。而在役长输油气管道检测的特别之处，则在于管道检测工作需要从管道内部进行，这就决定了射线和渗透等需要从管道外部实施的检测方法不能适用。利用管道内输送介质压力的推动在管道内部前进，并在前进的同时自动

完成检测的设备称为管道内检测器。管道内检测器可以基于超声、涡流和漏磁等无损检测技术构建。

1) **超声检测法**主要利用超声波的反射特性,在显示屏上以纵坐标代表反射回波的幅度,以横坐标代表反射回波的传播时间,根据缺陷反射回波的幅度和时间来确定缺陷的大小和所处的位置。超声缺陷检测原理如图 1-2 所示。

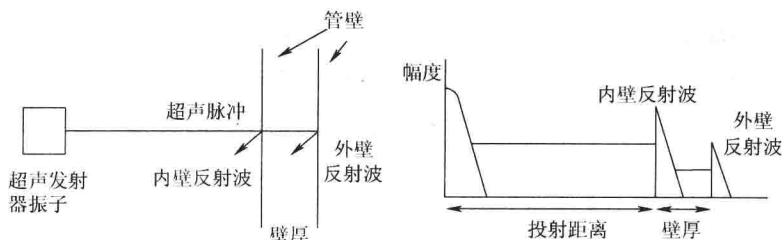


图 1-2 超声缺陷检测原理

超声检测法的优点包括可探测的厚度大、成本低、速度快,对人体无害和对平面缺陷的检测灵敏度较高等。但是,该法的检测过程较为复杂,对检测环境的要求较高。另外,由于超声波在空气中衰减较快,为保证足够大的信噪比,超声检测要求探头与管壁间要有液体耦合介质,因而在输气管道上应用困难,仅适用于原油输送管道的缺陷检测。随着超声探头和检测定位等技术的发展,超声检测目前已经成为输油管道缺陷无损检测的重要手段之一。

针对超声检测的耦合问题,人们提出了轮耦合、水柱耦合和电磁超声等方法。①**轮耦合**是指利用充有液体(如水)的轮子实现从传感器到管道壁的超声耦合,轮内液体和轮缘一起作为超声耦合介质,如图 1-3 所示。装有超声传感器和耦合介质的轮子,采用从动的方式依靠检测器被油/气所推动。在前进过程中,轮子与管道内壁之间的摩擦力形成转动,传感器固定在轮轴上,而轮轴固定在检测器上。轮耦合的优点是在油和气管道中都能直接应用,缺点是探头尺寸大,能够安置的探头数量少,

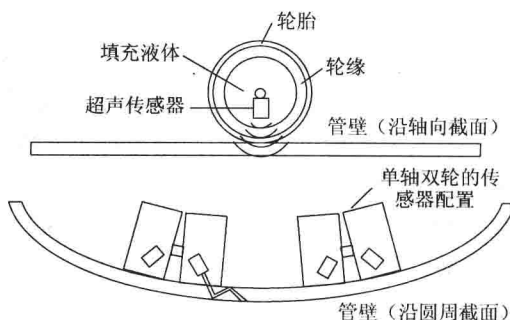


图 1-3 基于轮耦合的超声缺陷检测原理

检测分辨率不够,而且探头容易磨损,甚至造成液体泄漏,从而使探头失效。②**水柱耦合**则是在管道中引入一段水柱,将超声检测器放入水柱中完成检测,这被称为 Liquid Batch 技术,但这无疑会大幅增加检测工序和成本。③**电磁超声方**

法借助电磁场直接在管道材料内部产生超声波用于检测,不需要耦合介质,可用于油管道或气管道。电磁超声的本质仍然是超声检测方法,相比基于压电效应产生超声的传统超声检测,其优势在于直接在管壁中产生超声波,而不需要提供传感器和管壁的耦合介质。电磁超声的缺点是效率比压电传感器低,尺寸比较大;检测非导体时必须在被检材料上覆设导体层。目前虽然已有基于电磁超声技术的商业化检测器,但具体技术性能还需要在实际应用中观察和验证。

2) **涡流检测法**是利用通以交变电流的线圈在被检工件中产生涡流,感应出的涡流所产生的交变磁场又作用于线圈,从而改变线圈的阻抗。被检工件中存在的缺陷会使涡流发生畸变,由此引起线圈阻抗发生相应的变化。通过对线圈阻抗的分析,可间接获得被检工件中缺陷的信息,其原理如图 1-4 所示。

涡流检测的优点包括能够检测导体材料;不需要耦合;没有安全问题;检测速度快;对于与电导率、磁导率和外形相关的很多参数都敏感(如缺陷、厚度变化、覆盖层、变硬、提离和材料边缘等),都可以检测到;操作温度范围宽,有适于高温应用的探头可用;探头尺寸小、质量轻,便携;相对低成本;可以配置成阵列;技术已经比较成熟。缺点包括只能检测导体;仅适于检测表面和近表面缺陷;对各种参数的敏感增加了解释的复杂度;对提离变化敏感;只对与被检表面垂直的裂纹敏感。

鉴于传统涡流检测方法的不足,人们研究出了多频涡流、脉冲涡流和远场涡流等技术。①多频涡流是一种从多异常混合响应信号中提取缺陷信号的特殊方法,其实质是解联立方程:因为每个参数的响应都依赖于频率,所以首先要测量多个频率的响应,把每个频率的响应视为一个单独的代数方程,这样就可以获得多个方程。之后用代数方法处理不同的频率响应,加强需要的参数和消去不想要的参数。经过这样的处理,就可以提取出缺陷检测所需要的参数响应信息。多频涡流的优点是可以抑制不必要的干扰信号,但是仍无法解决涡流检测不能检出深层缺陷的问题。②脉冲涡流的宽频带特性,使这种方法可以在一次扫查过程中实现对不同深度缺陷的检测。周期脉冲激励的低频成分能够在被检工件中实现更深的检测深度,所以在气管道的检测中有可能取得一定的检测效果。③远场涡流是在管道中相距两倍直径远的激励与检测线圈之间发生的一种特殊现象。远场涡流从管道(油井套管)检测中诞生,很适合从管道内部进行检测。但是,远场耦

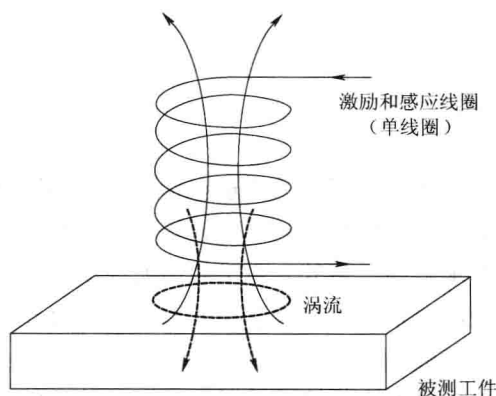


图 1-4 涡流缺陷检测原理

合途径经过管外, 管外非缺陷金属物质会对远场耦合造成影响, 进而干扰检测信号。如何从最终检测信号中排除这些非缺陷干扰信号还有待进一步研究。

综上所述, 在检测速度、可靠性、有效性等方面, 上述方法均存在某些缺点, 或者检测速度慢, 或者检测成本高, 或者只能检测近表层缺陷, 还有的缺陷漏检率高, 有的则操作复杂、检测效率低。

3) **漏磁检测法**是目前应用范围最广、检测效果最好的油气管道缺陷检测技术。作为一种无损检测技术手段, 广义的漏磁检测在工业中的最初应用是磁粉检测法, 它是以磁粉作为检测漏磁场的传感器, 以磁粉的堆积来显示检测的结果。由于磁粉检测法具有直观、简便、灵敏度高等特点, 在工业界得到了广泛的应用。随着半导体电子工业的发展, 磁敏传感器获得了很大的发展, 使得测量漏磁的工具不再局限于磁粉。如图 1-5a 所示, 漏磁检测法的基本原理是: 铁磁性材料在外加磁化场的作用下被磁化至近饱和, 若材料中无缺陷, 大部分磁力线会通过铁磁性材料内部; 若铁磁性材料存在缺陷, 那么, 由于缺陷部位磁导率远比铁磁性材料本身小, 导致缺陷处磁阻增大, 从而使通过该区域的磁场发生畸变, 磁力线发生弯曲, 部分磁力线泄漏出材料表面, 在缺陷处形成泄漏磁场。通过用磁敏元件对缺陷漏磁场进行检测, 可以获得相应的电信号, 对这些检测到的电信号进行处理, 可以得知缺陷的状况。

漏磁检测法具有不需要前处理、信号处理简单、可在线检测、自动化程度高等优点, 易于实现管道缺陷的内检测, 满足实际生产应用中要求的在线检测。而且, 漏磁检测法所能检测的缺陷类型较多——不仅可以检测管壁的表面缺陷, 还可以检测气孔、疤痕、缩孔、腐蚀坑和磨损槽等缺陷。据此原理研制的管道缺陷内检测器, 不仅能检测管道内表面、近表面的缺陷, 还能检测出管道外表面的缺陷。而且对检测环境的要求不高, 不受管道输送介质的影响, 既可用于输油管道缺陷检测, 也可用于输气管道缺陷检测, 因而是目前应用最广泛的在役油气管道缺陷检测器。此外, 与常规的磁粉检测技术相比, 漏磁检测法具有检测结果可量化、高可靠性、高效率、低污染等优点。

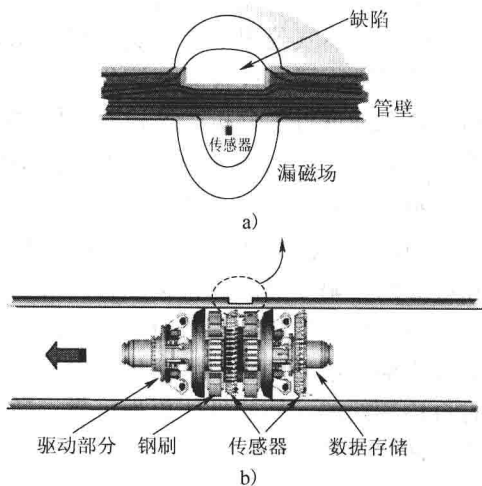


图 1-5 管道缺陷漏磁检测示意图

a) 基本原理 b) 检测器结构

正是由于具有以上特点, 从 20 世纪 50 年代开始, 漏磁检测开始被广泛地应

用于管材、棒材和其他铁磁性材料的检测。从 20 世纪 60 年代中期以来,人们对漏磁场的形成机理、空间分布、缺陷与漏磁场的相互关系等理论问题也进行了大量研究,使漏磁检测技术有了很大的发展。目前对输油和输气管道的漏磁检测,已经从对缺陷的定性识别发展到定量分析的阶段。准确地确定缺陷的类型、尺寸和形状等参数,有助于分析缺陷对管道安全运行的影响程度,有助于正确评估管道的检修周期和使用寿命。但是,目前采用的定量分析方法主要是依靠数据分析人员凭肉眼直接分析信号波形,分辨缺陷的位置和估计缺陷的外形。这种方法不仅工作量大、效率低(每 100km 的检测数据往往需要一个月甚至更长的时间才能分析完毕),而且受主观因素影响大,对数据分析员的技术水平、熟练程度都有较高的要求,容易出现漏检、误检等问题。

油气管道缺陷漏磁检测器发展至今已经历了三代,第一代是普通型检测器;第二代为高分辨率检测器(HR);第三代是超高分辨率检测器(XHR)。1950 年,德国的 FORSTER 研究所率先将针对钢管和钢棒的漏磁检测方法引入工业应用,用于焊缝和管、棒材的探伤。通过对中心导体通电,使钢管周向被磁化,利用其剩磁来实现检测。因为当时的系统要求足够大的剩磁,故该方法只适用于高矫顽力材料的检测。1965 年,美国 Tuboscope 公司采用漏磁检测器 Linalog 首次进行了管道在役检测。尽管此举属于定性检测,但却具有突破性的意义。1973 年,英国天然气公司采用漏磁法对一条直径为 600mm 的天然气管道的管壁腐蚀减薄状况进行了在役检测。该公司首次引入定量方法,对天然气管道的材料特性和失效机理进行了分析。该检测器使缺陷漏磁检测成为替代静压试验的一种有效手段。此后,采用各种先进技术的新型检测器不断问世,特别是 20 世纪 80 年代末、90 年代以来,计算机技术等飞速发展,为研制高效新型检测器提供了强有力的技术支撑,使新型检测器的体积不断缩小,技术含量越来越高,检测效率和可靠性大幅度提高,为保证管道安全运行,减少管道事故发挥了重大作用。

油气管道缺陷检测器通过增加探头和减少记录仪采样间隔等手段,实现对管道缺陷漏磁信号的高精度采集,以进一步提高缺陷的检测分辨率。新型检测器具有自检测功能,使其性能更加可靠;通过优化设计检测器机械结构提高其动态性能,使其能够适应包括气管线在内的各种不同管道的检测;另外,同一台检测器集成了更多的检测功能,能实现管道变形、腐蚀、裂纹、管道走向测绘等检测功能;检测数据的缺陷分析专家系统,可以自动识别管道上存在的异常,并在此基础上,根据国际规范对管道进行评估,形成精确、可靠、直观的检测报告,指导工程维护。

已投入运营的国内外油气管道缺陷检测器在机械载体结构、记录仪电路设计、信号处理方法等硬件设计方面的技术已较为成熟,但在漏磁信号的后处理方面还有待提高,且还未建立起漏磁信号与缺陷外形参数(缺陷的长度、深度、

宽度)之间的可靠对应关系,即离满足缺陷自动无损评估需求还有一定差距。另外,在检测器动力皮碗的设计、磁化场的强度、探头提离值的大小、磁传感器动态范围设定等方面,还主要依据试验和经验,缺乏必要的理论指导。

总之,当前的研究现状是:在缺陷漏磁场理论和试验研究方面已经取得了一些可喜的研究成果,但还没有形成较系统完整的缺陷量化理论方法;对缺陷漏磁检测信号的定性分析较多,可工程化使用的量化研究工作较少;对缺陷的轮廓描述还处于实验室研究阶段,管道缺陷实际检测的精度还有待进一步提高。研制开发适合我国管道实际状况的智能检测系统,对我国在役管道进行全面、准确、有效地检测和评估,使管道的安全状况置于不间断的运行管理之中,变我国石油天然气管道目前的“过剩维护”或“不足维护”为科学的“按需维护”;有利于防止管道恶性事故的发生,降低管道维护、更换费用,因而具有重大的经济、社会及环境效益,也是我国石油和天然气生产实现安全运行、管理规范化的前提条件。

1.3 油气管道完整性管理相关法规及标准

管道完整性管理体系是保障压力管道安全运行的核心。一般,形成一套完整的标准、法规、规章制度,其内部逻辑关系如图1-6所示。其中,管道检测技术属管道完整性管理体系中的关键环节之一。

1. 国外油气管道完整性管理标准体系

(1) 管理标准

1) 输气管道系统完整性管理(ASME B31.8S—2001)。

2) 有害液体管道完整性管理(API 1160—2001)。

3) 危险性液体管道系统完整性的保证措施(API 1129—1996)。

(2) 评估标准

1) 确定腐蚀管线剩余强度手册(ASME B31.8G)。

2) 服役适用性评价(API 579)。

3) 腐蚀管道缺陷评价标准(DNV-RP-F101)(挪威)。

4) 平滑和岩石凹坑对液体输油管道的影响(API 1156)。

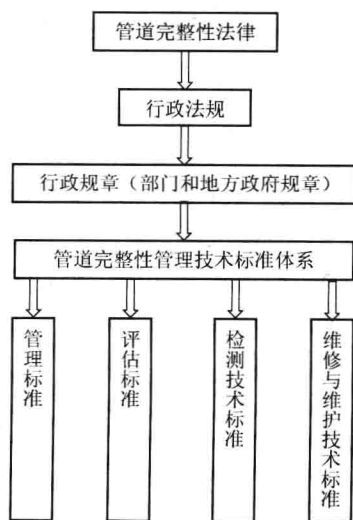


图1-6 管道完整性管理体系内部逻辑关系

5) 金属结构缺陷可接受性评价方法指南 (BS7910) (英国)。

(3) 检测技术标准

1) 管道内检测的推荐实践标准 (NACE RP 0102—2002)。

2) 基于风险的检测 (API RP580)。

3) 基于风险的检测推荐做法 (API pub 581)。

4) 干气管道内腐蚀直接评价标准 (NACE SP0206—2006)。

5) 液体管道内腐蚀直接评价标准 (NACE SP0208—2008)。

6) 应力腐蚀开裂直接评价标准 (NACE SP0204—2004)。

7) 外腐蚀直接评价 (NACE SP0502—2008)。

8) 埋地或水下金属管道阴极保护测试方法标准 (NACE TM-0497—2002)。

9) 埋地或水下金属管道的外腐蚀控制 (NACE RP-0169—2002)。

(4) 维修与维护技术标准

1) 在役管道系统的检测、修补、更换和再评定 (API570)。

2) 原油、液化石油天然气及成品油管道的维修 (API RP2200)。

3) 液体管道维修人员的培训与认证 (API RP1120)。

4) 干线输油管道线路部分技术维护及修理条例。

5) 管道修复手册 (API570—1998)。

6) 油气管道系统缺陷评估及存在的缺陷管子的维修 (PR218—9307)。

7) 管道的焊接维修 (API1107)。

2. 国内油气管道完整性管理标准体系

(1) 管理标准

1) 含硫天然气管道安全规程 (SY6457—2000)。

2) 天然气管道运行规范 (SY/T5922—2003)。

3) 输气管道系统完整性管理 (SY/T6621—2005)。

4) 危险液体管道的完整性管理 (SY6648—2006)。

5) 石油天然气管道安全规程 (ST/6186—2007)。

6) 管道完整性管理规范 (Q SY 1180—2009)。

(2) 评估标准

1) 含缺陷油气输送管道剩余强度评价方法, 第1部分: 体积型缺陷 (SY/T6477—2000)。

2) 钢质管道管体腐蚀损伤评价方法 (SY6151)。

3) 腐蚀管道评估的推荐做法 (SY/T10048—2003)。

(3) 管道检测标准

1) 压力管道定期检验规则—长输油气管道 (TSG D7003)。

2) 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验 (GB/T 19285)。

- 3) 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法 (GB/T 21246)。
- 4) 钢质管道外腐蚀控制规范 (GB/T 21447)。
- 5) 埋地钢质管道阴极保护技术规范 (GB/T 21448)。
- 6) 埋地钢质管道外腐蚀直接评价 (SY/T 0087.1)。
- 7) 钢制管道内检测技术规范 (GB 27699—2011 - T)。
- 8) 管道检测规范, 在用管道系统检验、修理、改造和再定级 (SY/T 6553)。
- 9) 埋地钢质管道直流排流保护技术标准 (SY/T 0017)。
- 10) 埋地钢质管道交流排流保护技术标准 (SY/T 0032)。
- 11) 石油天然气钢质管道无损检测 (SY/T 4109)。
- 12) 埋地钢质管道防腐绝缘层电阻率现场测量技术规定 (SY/T 6063)。
- 13) 天然气管道检验规程 (Q/SY 93)。

1.4 油气管道内检测流程

按照油气管道完整性管理标准体系, 可以制定合理的油气管道内检测流程规范, 包括以下内容: ①制定详细的检测方案; ②检测前的准备工作; ③清管; ④内检测; ⑤数据分析; ⑥提交检测报告。

(1) 检测方案 包括以下内容: ①管道内检测的工作内容; ②需要参与的各方组织机构及各自职责范围; ③管道如何清管, 推荐使用的清管装置; ④推荐使用的缺陷检测技术; ⑤内检测设备运行中的程序和步骤; ⑥球速控制方案与日程安排; ⑦跟踪设备及方式 (连续或离散跟踪); ⑧确认用在检测设备中的基准定位系统; ⑨检测数据处理和报告要求; ⑩意外事故预测及相应的应急预案。

(2) 检测前的准备工作 包括以下内容: ①完成管道的调查表, 填写管道的摘要信息和管道的特征; ②需要的器材、人员、运输及车辆设备; ③落实设备与人员; ④确认需要放入管道的测径板装置; ⑤确认所有可能制约检测的弯曲部分和零件, 并确定怎样通过; ⑥为执行检测任务而要进行的管道改造; ⑦确认检测器在管道内部 (改造过的和未改造的) 检测的有效性; ⑧检查需要在管道中运行的测径仪; ⑨检查为测径仪而设置的地面标记 (定标点); ⑩检查发球筒和收球筒有效的工作空间, 应有足够的球筒长度; ⑪管线的里程与标记。

(3) 清管 流程包括以下步骤。

- 1) 常规清管: 至少一次; 通过能力不低于日常使用的清管器。
- 2) 测径清管: 至少一次; 使用带测径板的清管器。
- 3) 特殊清管: 根据清管结果选择合适的特殊机械清管器。检测前宜用磁力清管器清除铁磁性杂质。