

油气长输管道阴极保护 技术及工程应用

王维斌 胡亚博 李琴 编著



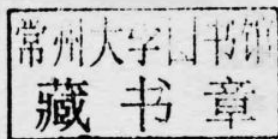
中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

产部、国家发展和改革委员会、原国家计划委员会等部门联合编制的《中国石化长输管道阴极保护技术规范》(GB 50493-2003)的编制组编

油气长输管道阴极保护 技术及工程应用

王维斌 胡亚博 李琴 编著



中国石化出版社

内 容 提 要

本书着眼于阴极保护技术在油气长输管道领域的实际工程应用。在阐明腐蚀电化学的基本原理、油气长输管道的主要腐蚀特点、阴极保护的基本原理基础上，重点介绍了针对油气长输管道外腐蚀控制技术中的阴极保护技术，并结合工程实际提供了不同工况条件下的技术应用案例。

本书可供油气长输管道领域工程设计、施工、检测及管理人员使用，也可供石油化工、材料、腐蚀等专业的大中专院校师生学习参考，亦可作为管道腐蚀与防护专业的培训教材。

图书在版编目 (CIP) 数据

油气长输管道阴极保护技术及工程应用/王维斌，
胡亚博，李琴编著. —北京：中国石化出版社，2018. 1
ISBN 978-7-5114-4749-4

I. ①油… II. ①王… ②胡… ③李… III. ①油气运
输-长输管道-阴极保护-研究 IV. ①TE973

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2018) 第 004292 号

未经本社书面授权，本书任何部分不得被复制、抄袭，或者以任何形式或任何方式传播。版权所有，侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址：北京市朝阳区吉市口路9号
邮编：100020 电话：(010)59964500
发行部电话：(010)59964526

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京柏力行彩印有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 16 印张 358 千字
2018 年 1 月第 1 版 2018 年 1 月第 1 次印刷
定价：60.00 元

前 言

油气长输管道的阴极保护是腐蚀电化学专业的一个重要工程分支，一直都是腐蚀与防护领域的研究重点。特别是近几年，国家非常重视油气长输管道领域的完整性管理及腐蚀控制工作，对相关专业人才的需求日益增强。本书从工程实际出发，为读者呈现了一个真实、完整的油气管道阴极保护系统，力求在学术研究与工程应用之间搭建桥梁。

全书共分八章。第一章为绪论，介绍了油气长输管道腐蚀对管道完整性及后续经济、社会、安全效益可能产生的影响，提出防腐层及阴极保护等外腐蚀控制措施的必要性，并简要介绍了其发展历史及应用现状；第二章为腐蚀电化学的基本原理，分别从热力学和动力学的角度介绍了电化学腐蚀发生的可能性和腐蚀速率、电化学阻抗谱等常规电化学测试技术在分析腐蚀过程中的应用、目前常见的腐蚀类型；第三章为油气长输管道及其腐蚀特点，介绍了油气长输管道及沿线站场、附属设施的主要构成，结合实际指出了可能存在的主要腐蚀类型、影响腐蚀的主要因素和特点；第四章为油气长输管道的阴极保护，详细介绍了牺牲阳极阴极保护和强制电流阴极保护这两种阴极保护系统的原理、特点及主要构成，阴极保护常用的评价准则及日常的监测检测技术；第五章为干线阴极保护，介绍阴极保护技术在油气长输管道站外干线管道部分的实际应用案例；第六章为区域阴极保护，介绍阴极保护技术在油气长输管道站场部分的实际应用案例；第七章为杂散电流干扰与阴极保护，分别介绍了交直流干扰与阴极保护系统的交互作用，包括干扰对阴极保护系统运行、检测与评价等过程可能产生的影响，阴极保护对干扰腐蚀的抑制作用等；第八章列举了阴极保护系统运行过程中的常见故障及分析处理建议。

本书立足于阴极保护在工程实践中的实际应用。可供油气管道领域工程设计、施工、检测及管理人员阅读，也可供石油化工、材料、腐蚀等专业的大中专院校师生学习参考，亦可作为管道腐蚀与防护专业的培训教材。

在编写过程中参考了 R. A. Gummow、S. Papavinasam、Rogelio de las Casas 等 NACE 专家，中国石油天然气股份有限公司管道分公司刘玲莉、陈洪源、滕延平、薛致远、赵君、张丰，沈阳龙昌管道检测中心陈敬和、刘志军，北京凯斯托普科技有限公司刘国，廊坊盈波管道技术有限公司冯洪臣等专家的研究成果，在此一并表示感谢。

因水平所限，书中难免会有错误或偏差，希望广大读者批评指正！

目 录

第一章 绪 论	(1)
第一节 油气长输管道的腐蚀	(1)
第二节 腐蚀控制系统	(3)
第三节 阴极保护的历史	(10)
第四节 应用现状及存在的新问题	(12)
第二章 腐蚀电化学基本原理	(17)
第一节 电极与电极电位	(17)
第二节 腐蚀电池	(23)
第三节 极 化	(27)
第四节 电化学阻抗谱分析	(34)
第五节 常见腐蚀类型	(42)
第三章 油气长输管道及其腐蚀特点	(55)
第一节 油气长输管道的分类	(56)
第二节 油气长输管道的构成	(57)
第三节 几种主要的腐蚀类型	(75)
第四章 油气长输管道阴极保护	(77)
第一节 阴极保护的分类	(77)
第二节 阴极保护的准则	(106)
第三节 阴极保护的监检测技术	(111)
第五章 干线阴极保护	(135)
第一节 两种主要的保护方式	(135)
第二节 强制电流的阴极保护系统实例	(141)
第三节 牺牲阳极的阴极保护系统实例	(159)
第六章 区域阴极保护	(170)
第一节 区域阴极保护的基本特点	(170)
第二节 天然气管道站场区域阴极保护	(173)
第三节 成品油管道站场区域阴极保护	(190)
第四节 原油储罐底板的阴极保护	(193)
第七章 杂散电流干扰与阴极保护	(201)
第一节 杂散电流干扰的特点	(201)
第二节 直流干扰条件下的阴极保护	(204)
第三节 交流干扰条件下的阴极保护	(228)
第四节 地电流对埋地管道的干扰	(245)
第八章 阴极保护系统常见故障分析	(249)

第一章 绪 论

第一节 油气长输管道的腐蚀

作为传统能源，石油和天然气在当前国民经济发展、人们日常生活的各个方面仍发挥着重要的作用。完整的油气行业生产链包括勘探、钻采、炼化、集输、储运、销售等多个环节的协同工作。从生产到运输、销售的各个环节往往需要系统化的工程来完成。从图 1.1 可以看出，油气长输管网系统是连接油气生产、加工、分配、销售等各环节的纽带，既用于油井开采的原油、天然气到炼化厂的输送，又可用于成品油、天然气到各个销售终端、城市燃气管网的输送，在保障能源供应、维护国家能源安全方面发挥着重要的作用，是国家重要的能源战略通道。



图 1.1 油气行业生产过程大致流程图

与铁路、公路、水路等输送方式相比，管道输送具有运输方便、输送量大、密闭安全、运费低、能耗少等优点，在长距离油气储运过程中得到了广泛应用。但是腐蚀问题一直是油气井、集输管线、长输管线面临的一个重要的安全问题。2015 年，中国工程院启动的“我国腐蚀状况及控制战略研究”重大咨询项目研究，研究指出：腐蚀不仅是安全问题、经济问题，而且是生态文明问题、国计民生问题。对腐蚀的关注程度更是与国家和行业的繁荣、文明程度息息相关。随着近年来管道建设力度的增加、管道敷设环境的日趋复杂化，油气长输管道的腐蚀问题日益复杂和突出。了解油气长输管道的腐蚀特点，掌握其

主要的腐蚀控制方法，减轻腐蚀可能对管道安全运行造成的危害，已经成为一个刻不容缓的问题。

为了减少对耕地的占用，同时保证管道安全，国内油气长输管道最为常见的敷设方式大都为埋地敷设，埋设深度一般为地下1~2m不等。管道材料与土壤接触发生化学或电化学反应，进而引起管道承压能力劣化的过程，都可称为管道的腐蚀。管道腐蚀不仅缩短其使用寿命、降低设备利用率和经济效益，还可能引发油气泄漏、爆炸、环境污染，甚至影响公共安全。而且随着城市化进程的发展，油气长输管道与市政工程、居民区的交叉关系越来越多，对公共安全的影响也越来越严重。尤其在管道经过高后果区的管段，油气泄漏可能产生的后果往往也更加严重。以青岛11·22事故为例，1986年投产的东黄输油管道因腐蚀造成管壁减薄，油气泄漏并继而引起的爆炸共造成62人死亡、136人受伤，直接经济损失75172万元，造成了极大的社会影响。以欧洲输气管道事故数据库（EGIG）在2005年的统计结果为例，腐蚀造成的管道失效事故案例约占欧洲输气管道失效事故总量的15.1%，仅次于第三方破坏和施工、材料缺陷，是造成管道失效的第三重要原因。美国危险材料管理局（PHMSA）2004年到2016年的统计数据表明，外腐蚀造成的管道失效事故约为6.6%，内腐蚀造成的管道失效事故约为1.6%，由此可见其影响严重程度。

我国各行业因腐蚀造成的经济损失平均约占国民生产总值的3%，但对于油气行业，往往可以占到6%左右。因此，研究油气长输管道腐蚀发生的原因，并采取有效的防护措施，具有十分重要的经济效益、安全效益和社会效益。美国1975年因腐蚀造成的经济损失约为700亿美元，约为当年国内生产总值的4.2%，大概5倍于当年因水灾、火灾、地震、飓风等自然灾害造成的损失。我国2014年的腐蚀成本约为21278.2亿元，约占当年GDP的3.34%，每位公民当年相应承担的腐蚀成本约为1555元，其中15%~30%是通过腐蚀控制的方法来降低和减少损失。

我国幅员辽阔，各地的资源储量和经济发展水平各有差异，对资源的需求也不相同。油气资源的合理调配就需要大规模的油气长输管道系统。截止目前，我国的油气长输管道里程已达 12×10^4 km，有力保障了国内的油气资源生产调配。预计到“十三五”末，我国油气长输管道的总里程将超过 16×10^4 km。管道途经的土壤环境千差万别，包括西南地区的红土（酸性土壤），西北地区的沙漠、戈壁，东北地区的黑土、冻土，沿海地区的盐渍土等各种土壤类型。在宏观腐蚀电池和微观腐蚀电池的作用下，管道在不同土壤环境中的腐蚀速率也是不尽相同。尽管采取了相应的腐蚀控制措施（防腐层+阴极保护），油气长输管道的腐蚀事故仍时有发生，特别是管理相对薄弱的站场设施和油气田管网等。即使是保护较好、管理较为规范的长距离输送管道干线，近年来也发生了多次腐蚀穿孔事故。据不完全统计：目前我国在役油气管道腐蚀事故频次约为0.875~1.375次/（年×1000km），高于国外部分管道运营公司的类似数据。随着近年来“公共走廊”的建设，管道与沿线的电气化铁路、高压输电线路的交叉、并行关系增加。交直流干扰也可能加速管道的腐蚀，而且大于15V的交流干扰电压、高压直流接地极放电过程中产生的地电位梯度，还可能对管道运营维护、检测人员的安全造成威胁。据统计，我国始建于20世纪70

年代的东北油气长输管网约 2000 余公里的埋地钢质管道中,受直流干扰的管段约占 5%。管道投产后 20 余年内,共发生腐蚀穿孔事故 40 起,其中 80%是由直流干扰腐蚀造成的。穿越某直流电气化铁路密集地区的埋地管道,其腐蚀速率短时间内甚至高达 10~12mm/a。交流干扰造成管道腐蚀的案例在国内也是屡见不鲜,某条受交流干扰影响的新建管道,即使在阴极保护效果满足标准要求的前提下,在投产 2 年时间内就出现了点蚀,局部腐蚀速率为 1mm/a。

鉴于腐蚀对油气长输管道安全运行可能产生的影响和危害,国内外的油气长输管道腐蚀控制标准、完整性管理标准,如:ASME B31.8S《Managing system integrity of gas pipelines》、API 1160《Managing system integrity for hazardous liquid pipelines》、GB 32167-2015《油气输送管道完整性管理规范》等,均将腐蚀列为危害管道完整性的重要因素之一。管道的完整性管理是一种更趋主动的管道管理模式,旨在管道失效事故发生前,削减事故风险,防患于未然。而阴极保护则是在腐蚀控制方面对管道完整性管理理念的重要实践措施之一,可以将管道发生腐蚀的概率进一步降低。一般认为,施加阴极保护的埋地管道的腐蚀速率可以小于 0.01mm/a。

按照腐蚀过程的特点和机理,腐蚀主要可分为物理腐蚀、化学腐蚀和电化学腐蚀等 3 种类型。物理腐蚀指由于物理作用造成的管道金属损失,这类腐蚀在油气管道行业中出现的较少;化学腐蚀指管道与非电解质直接接触,因化学反应而发生的腐蚀。这类腐蚀一般在油气生产的勘探开发、炼化等过程中较为普遍。在管道输送领域,由于介质在进入管道前后都经过了特殊的净化处理,腐蚀性介质和水分的含量都比较小,造成化学腐蚀的因素较少。但也不能完全排除管道附近土壤中存在的特殊腐蚀介质对管道造成化学腐蚀的可能性;电化学腐蚀指管道与土壤等电解质构成腐蚀电池,反应过程中有电流产生而引起的腐蚀。根据腐蚀发生的位置划分,埋地长输油气管道发生的腐蚀主要包括内腐蚀和外腐蚀两种类型,而且绝大多数都属于电化学腐蚀。外腐蚀发生的位置主要为管道防腐层破损或剥离处,管道本体与土壤或其他腐蚀性介质直接接触的位置。内腐蚀发生的位置主要为管道高程的相对低点,可能形成凝结水的位置。本书中所提及阴极保护技术的对象主要是针对埋地长输管道的外壁电化学腐蚀而言。

第二节 腐蚀控制系统

腐蚀控制工程是一个复杂的系统工程,在设计、施工和运营过程中都需要从材料、防腐层、电化学活性、环境控制、运营管理等多个角度进行综合考虑和控制,以发挥其最大作用。

一、材料方面

材料方面,合理选材是控制腐蚀发生的重要因素。油气长输管道内部输送介质目前主

要为原油、天然气、成品油等，外部接触介质主要为各类土壤、地下水。石油天然气在进入长输管道前，都需要经过脱硫、脱水、脱二氧化碳等净化处理，腐蚀性相对较弱。微合金化的管线钢在常见土壤中的外壁腐蚀速率也相对较低。按照油气长输管道一般30~50年的设计寿命，一般都不需采用特殊的耐腐蚀钢材（如不锈钢等）。目前，油气长输管道使用的管材大都采用微合金化的高强度管线用钢，在保证管材本身强度、韧性、可焊接性的基础上，不同管段之间采用焊接方式连接。在高温出站、高后果区等特殊管段，也常采用增加管壁厚度的方法来保证足够的腐蚀裕量。API SPEC 5L《Specification for line pipe》标准中对管线钢化学成分、力学性能的相关要求如表1.1~表1.4所示。

表 1.1 PSL 1 级管线钢产品的熔炼及成分分析要求

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
钢的级别	C ^①	Mn ^①	P	S	其他元素 ^②
无缝管					
X42	≤0.28%	≤1.30%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X46, X52, X56	≤0.28%	≤1.40%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X60, X65	≤0.28%	≤1.40%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X70			⑤		
焊管					
X42	≤0.26%	≤1.30%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X46, X52, X56	≤0.26%	≤1.40%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X60	≤0.26%	≤1.40%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X65	≤0.26%	≤1.45%	≤0.030%	≤0.030%	③、④
X70	≤0.26%	≤1.65%	≤0.030%	≤0.030%	③、④

① C含量比规定的最高含量每减少0.01%，则允许Mn含量比规定的最高含量增加0.05%，对钢级为X42—X52的钢，Mn含量最高可增加至1.50%；对钢级高于X52且低于X70的钢，Mn含量最高可增至1.65%；对钢级高于X70的钢，Mn含量最高可增至2.00%。

② 经供需双方协商可选用Nb、V、Ti等元素，单一元素或多种元素混合均可。

③ 可由制造厂选择使用Nb、V、Ti或将其混合使用。

④ Nb、V、Ti含量的综合不应超过0.15%。

⑤ 经供需双方协商可提供满足表中P、S限制的、角标d中的其他化学成分分析。

表 1.2 PSL 1 级管线钢产品拉伸性能要求

(1)	(2)	(3)	(4)
钢级	屈服强度 / MPa	极限抗拉强度 / MPa	最小伸长率 ^① (标距: 50.8mm)
X42	290	414	18%~30%
X46	317	434	17%~28%

续表

(1)	(2)	(3)	(4)
钢级	屈服强度 / MPa	极限抗拉强度 / MPa	最小伸长率 ^① (标距: 50.8mm)
X52	359	455	16%~27%
X56	385	490	15%~25%
X60	414	517	15%~24%
X65	448	531	14%~24%
X70	483	565	14%~22%

① 规定的最小拉伸试样伸长率与试样截面尺寸、拉伸强度有关,表中数据参考自 API SPEC 5L 附录 D 中的部分数据。

表 1.3 PSL 2 级管线钢产品的熔炼及成分分析要求

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
钢的级别	C ^①	Mn ^①	P	S	其他元素 ^②
无缝管					
X42	≤0.24%	≤1.30%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X46, X52, X56	≤0.24%	≤1.40%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X60, X65, X70, X80	≤0.24%	≤1.40%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
焊 管					
X42	≤0.22%	≤1.30%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X46, X52, X56	≤0.22%	≤1.40%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X60	≤0.22%	≤1.40%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X65	≤0.22%	≤1.45%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X70	≤0.22%	≤1.65%	≤0.025%	≤0.015%	③、④
X80	≤0.22%	≤1.85%	≤0.025%	≤0.015%	③、④

① C 含量比规定的最高含量每减少 0.01%, 则允许 Mn 含量比规定的最高含量增加 0.05%, 对钢级为 X42—X52 的钢, Mn 含量最高可增加至 1.50%; 对钢级高于 X52 且低于 X70 的钢, Mn 含量最高可增至 1.65%; 对钢级高于 X70 的钢, Mn 含量最高可增至 2.00%。

② 经供需双方协商可选用 Nb、V、Ti 等元素, 单一元素或多种元素混合均可。

③ 可由制造厂选择使用 Nb、V、Ti 或将其混合使用。

④ Nb、V、Ti 含量的综合不应超过 0.15%。

⑤ 经供需双方协商可提供满足表中 P、S 限制的、角标 d 中的其他化学成分分析。

表 1.4 PSL 2 级管线钢产品拉伸性能要求

(1)	(2)	(3)	(4)
钢级	屈服强度 / MPa	极限抗拉强度 / MPa	最小伸长率 ^① (标距: 50.8mm)
X42	290~496	414~758	18%~30 %
X46	317~524	434~758	17%~28 %
X52	359~531	455~758	16%~27 %
X56	386~544	490~758	15%~25 %
X60	414~565	517~758	15%~24 %
X65	448~600	531~758	14%~24 %
X70	483~621	565~758	14%~22 %
X80	552~690	621~827	12%~21 %

① 规定的最小拉伸试样伸长率与试样截面尺寸、拉伸强度有关,表中数据参考自 API SPEC 5L 附录 D 中的部分数据。

二、防腐层方面

腐蚀过程通常都发生在金属与电解质之间的接触面上。从界面的角度出发,采用防腐层有效隔离管道本体和腐蚀性介质,也是在油气长输管道行业中广泛采用的一种腐蚀控制方法。从使用用途分,管道常用的涂层可以分为内涂层和外防腐层两种。内涂层可以有效防止管道的内腐蚀。但内涂层最初应用的主要目的还是为了改善管内流体的流动,增加输量、提高输送效率。目前普遍采用的内涂层种类主要包括环氧型、改进环氧型、环氧酚醛型或尼龙等系列的涂层。内涂层在具体实施过程中也存在很多技术问题没有解决。如管道在焊接过程中,内涂层往往由于受热而剥落,剥落位置的管体则更容易先发生腐蚀;而且焊缝位置如何现场涂覆内涂层也还没有特别完善的技术。因此,内涂层目前的应用范围还主要在于油井内管道和油田的集输管道,在部分腐蚀性较强的“三高”油气田中,甚至常用到陶瓷内衬钢管。但在油气长输管道中,由于内部输送介质的腐蚀性相对较低,内涂层用于减缓腐蚀的作用还相对较少。

管道外防腐层是控制管道外壁腐蚀的主要措施。据估算,良好的外防腐层基本可以抑制 90% 以上的管道外腐蚀事故。常用的管道外防腐层具有高的介电常数和绝缘性能,将金属表面与环境隔开,可以起到屏蔽的作用,阻止腐蚀原电池的形成。油气长输管道所使用的外防腐层类型也经过了一个不断发展的过程,如图 1.2 所示。

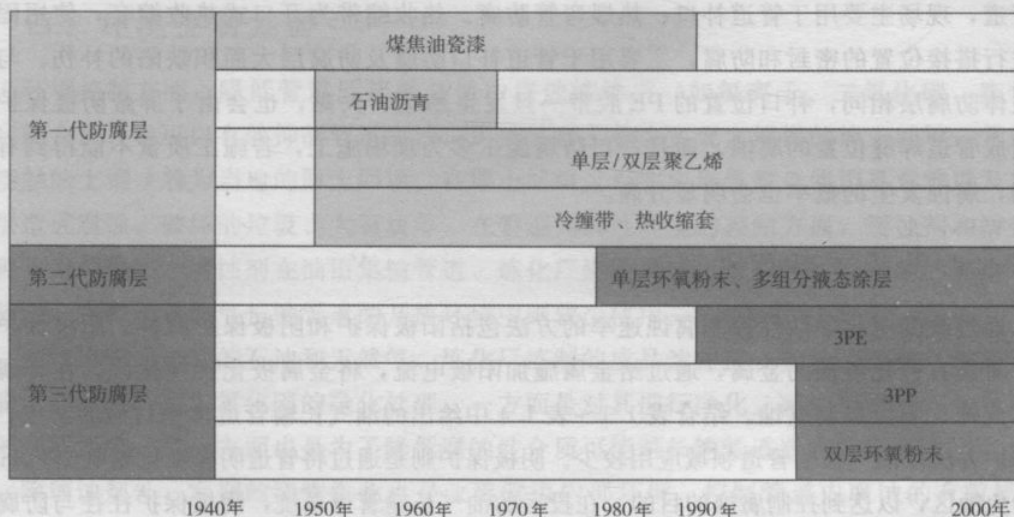


图 1.2 油气长输管道外防腐层发展历程图

20 世纪 40 年代, 管道外防腐层主要以石油沥青、煤焦油瓷漆为主。石油沥青及其改性产品的特点在于其良好的粘结力、稳定的化学性质、价格低廉、对施工要求不高。但吸水率高、耐土壤应力差、使用温度范围有限。煤焦油瓷漆的毒性较高, 生产及涂装过程都要求有严格的烟气处理和劳动保护措施, 目前的使用已经受到限制。到 20 世纪 60 年代, 聚乙烯胶带的应用越来越广泛, 聚乙烯胶带的优点在于绝缘性能好、施工方便、无毒性。但其与阴极保护的兼容效果差, 与管道的粘结一旦失效后, 就会对阴极保护电流造成屏蔽, 影响阴极保护效果。20 世纪 80 年代后, 包括液态环氧、单层熔结环氧、双层熔结环氧等多种类型的环氧类涂层应用日趋广泛。环氧类涂层对管道粘结性能好、耐阴极剥离和土壤应力、耐磨损、可冷弯, 使用温度范围广, 而且与阴极保护的兼容效果好。但其耐冲击能力有限, 吸水率较高、耐湿热性较差。到 20 世纪 90 年代后, 世界范围内广泛采用的外防腐层类型就主要包括环氧类涂层和 3PE 防腐层两种。欧洲地区主要以环氧类涂层为主, 我国和北美地区则主要以 3PE 防腐层为主。3PE 防腐层是一种三层结构的防腐层, 底层为粉末环氧制成的环氧底漆, 中间层为粘结剂, 外层为聚乙烯或聚丙烯制成的聚烯烃防护层, 已经成为我国新建管道的首选外防腐层。由于其特殊的多层结构, 3PE 防腐层兼有环氧类涂层优异的防腐性能、良好的粘结性与抗阴极剥离性能以及聚烯烃优良的机械性能、绝缘性能及强抗渗透性, 综合性能较好。但一旦与管道本体失去粘结后, 也会对阴极保护电流造成屏蔽, 导致剥离防腐层下的腐蚀行为, 并不具备失效安全性。

管道主体的 3PE 防腐层多为工厂预制完成, 而对接环向焊缝位置则常采用补口材料进行现场防腐。补口材料的发展是与管道主体防腐层技术的进步相适应而发展起来的。在过去的 10 年中, 应用较多的主要为热收缩套(带)和环氧类补口涂层。喷涂聚烯烃粉末、热收缩型压敏带、黏弹体胶带等新型材料和技术也已开始用于管道补口。在 3PE 管道上, 目前主要采用的仍为热收缩套或热收缩带。热收缩套为管状 PE 套, 施工过程中需事先套

入管道，现场主要用于管道补口、热煨弯管防腐。热收缩带为开口式热收缩套，使用固定片进行搭接位置的密封和防腐，主要用于管道补口防腐及防腐层大面积缺陷的补伤。与管道主体防腐层相同，补口位置的 PE 胶带一旦发生翘边、失黏，也会由于屏蔽阴极保护电流造成管道焊缝位置的腐蚀。而且补口防腐施工多为现场施工，若施工质量不能得到有效控制，腐蚀发生的概率也会明显升高。

三、电化学活性方面

通过改变电化学活性控制腐蚀速率的方法包括阳极保护和阴极保护两种。阳极保护主要针对具有钝化特征的金属，通过给金属施加阳极电流，将金属极化到钝化区，在金属表面形成钝化膜以抑制腐蚀。结合表 1.1~表 1.4 中给出的油气长输管道常用材质的特点，阳极保护方法在油气长输管道领域应用较少。阴极保护则是通过将管道阴极极化到电位-pH 图中的免蚀区，以达到控制腐蚀的目的。在投运的油气长输管道系统，阴极保护往往与防腐层共同作用于埋地管道。二者相互补充，以最大限度地降低管道的外腐蚀风险。在外防腐层破损的位置，其隔离管道本体与腐蚀性环境的功能失去了作用，但阴极保护却可以通过消除管道不同位置阳极和阴极之间的电位差，将管道表面全部极化到阴极状态，从而控制管道的外腐蚀。油气长输管道的阴极保护技术是本书的核心内容，这里仅做一简单介绍，使读者对阴极保护有一个大概的认识。后续几章将从腐蚀电化学原理、腐蚀动力学、阴极保护基本原理、现场应用案例等方面进行更加详细的介绍。

近年来，由于“公共走廊”的建设，油气长输管道与电气化牵引系统、输电线路、其他管道阴极保护系统的交叉、并行关系越来越多，管道所受到的交直流干扰状况也越来越复杂。管道交直流干扰状况的变化，也可以认为是从本质上改变了管道表面的电化学活性，可能进一步加速管道的腐蚀。交直流干扰在管道表面常形成的点蚀形貌如图 1.3 所示。为抑制干扰影响，管道沿线会安装大量的固态去耦合器、二极管、控制电位整流器等排流设施，也使得管道真实电化学特征的测试更加困难。在本书的第七章中，将会重点介绍不同类型的交直流干扰，可能对管道阴极保护系统运行、检测、评价所产生的影响。

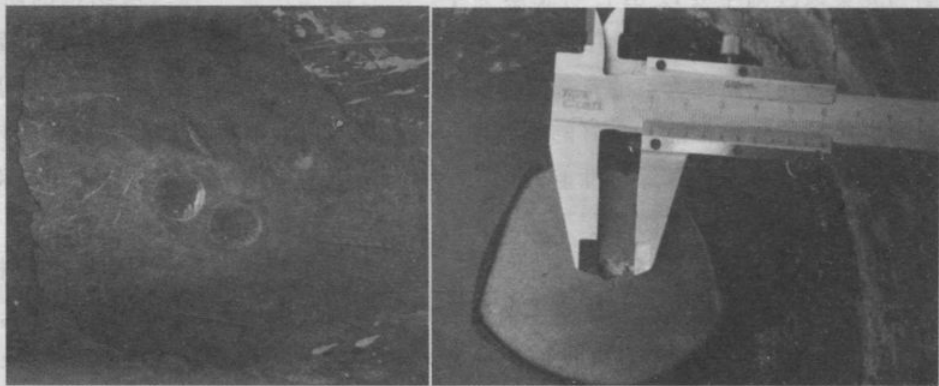


图 1.3 管道在交直流干扰环境下的点蚀形貌

四、环境控制方面

环境控制方面,降低管道所接触介质中腐蚀性物质(如氯离子、二氧化碳、硫化氢等)的含量,也可以有效抑制管道腐蚀。由于工程上较少实现大规模的换土回填,管道外壁接触的土壤一般为当地的原土回填。在原土回填过程中应尽量避免使用易对管道及其防腐层造成腐蚀、破坏的垃圾、大石块等。在管道内腐蚀环境的控制方面,缓蚀剂和清管是两种常用的做法。缓蚀剂在油田集输管道、炼化厂短距离输送管道等相对密闭的环境中使用较多,在长距离油气长输管道的开放环境中则较少使用。

油气田开采出来的石油和天然气、炼化厂炼制的成品油在进入长输管道前,都需要进行脱水、脱硫、脱二氧化碳的净化处理。一方面是对其进行净化、减少燃烧过程中可能产生的环境污染;另一方面也是为了降低腐蚀性介质可能对长输管道造成的内腐蚀。

除缓蚀剂外,定期的清管作业也是改善管道内部环境,控制管道内腐蚀的有效措施。清管作业是指采用清管器清除管道内积水、残渣、污泥等杂质的过程,可分为常规清管和内检测前的特殊清管两种作业类型。常规清管可以清除管道内积聚的固体物质,保证管道输量,还可以降低管道内水分、微生物含量,抑制管道内腐蚀。内检测前的特殊清管除具有常规清管的作用外,还可以进行管道测径、清除管道内的磁性物质,为管道内检测器的通过创造条件。油气长输管道常用的两种清管机制如图 1.4 所示,包括机械清洗和泄流清洗。清管器的聚氨酯盘、钢刷及刮刀片直接作用于管道内壁,在输送介质驱动力的推动下,将附着在管壁上的沉积物剥离并向前推送的清洗方式,称为机械清洗;清管过程中,利用从清管器周围泄漏流体产生的高压将附着在管壁上的污垢粉化并被排送出去的清洗方式,称为泄流清洗。清管器与管壁距离的变化,会改变起主要作用的清洗机制。针对特定管道进行清管作业时,都需要结合管道实际定制特定的清管器结构,在保证清管效果的同时避免清管器的卡堵。

五、管理方面

高效的管理、维护措施是防腐系统发挥作用的重要保证。任何防腐系统安装后,其防腐效果的实现都不是一劳永逸的。需要运营单位进行定期的监测和日常维护,以保证其正常运行。在美国腐蚀工程师协会(NACE)发布的培训课程中,就设有一门专门的课程,讲述腐蚀完整性管理的整个流程,也说明了日常管理和维护工作在腐蚀控制系统中的重要性。

按照我国《石油天然气管道保护法》的要求,管道运营单位需要定期对管道进行专业检测。针对管道阴极保护系统的日常维护管理,国内外都发布了一系列的标准,如 GB/T 21246—2007《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》、GB/T 21448—2008《埋地钢质管道阴极保护技术规范》、SY/T 5919—2009《埋地钢质管道阴极保护技术管理规程》等。许多管道运营公司还制定了要求更加严格的企业内部标准和技术手册,以保证阴极保护系统的正常运行。国内的管道运营公司一般每隔 3~5 年左右,会定期邀请专业的检测公司对管

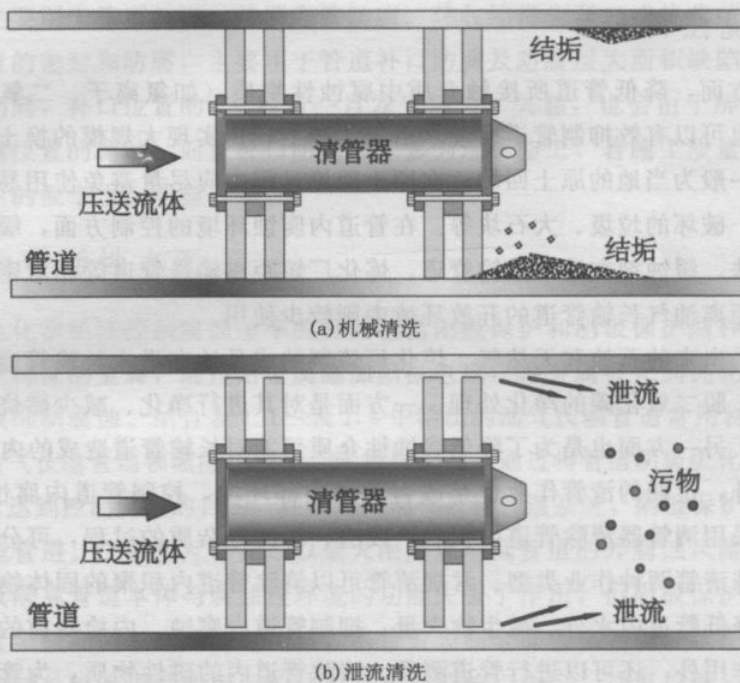


图 1.4 管道清管器的清洗机制

道进行专门的内外检测，通过对管道防腐层、阴极保护、杂散电流干扰、环境腐蚀性等状况的检测结果，综合评价管道外腐蚀控制系统的有效性。以 SY/T 5919—2009《埋地钢质管道阴极保护技术管理规程》中的规定为例，在日常的管理过程中，针对管道阴极保护系统需要进行测量的参数、测量方法及标准如表 1.5 所示。

表 1.5 管道阴极保护系统日常管理、测试内容

序号	测量参数	测量方法及标准	适用程度
1	阴极保护电参数	GB/T 21246—2007	执行
2	直流干扰及排流保护参数测试	SY/T 0017—2006 或其替代标准	执行
3	交流干扰及排流保护参数测试	SY/T 0032 或其替代标准	执行
4	管道电流密度及 IR 降测量	阴极保护多功能测量探头法 (附录 B)	参考
5	防腐层检漏	地面检漏仪检漏法	—
6	防腐层状况调查	PCM 管道电流测绘	—

第三节 阴极保护的历史

阴极保护的历史最早可以追溯到 19 世纪。1824 年英国戴维爵士首次发表了采用铁和锌对铜进行保护的相关报告。1834 年，法拉第发现了物质质量耗损与腐蚀电流之间的定

量关系,提出了法拉第定律,奠定了电解理论和阴极保护技术的科学基础。而阴极保护技术在管道上的实际应用历史则可以追溯到1906年,德国工程师建造了第一座应用于管道的阴极保护装置,对一段受直流干扰影响的煤气管道和供水管道进行阴极保护。1920年,焊接技术的发展和二战后管道的大量建设,为阴极保护的推广提供了广阔的应用市场。美国阴极保护技术之父柯恩于1928年,在新奥尔良的长距离输气管道上安装了第一台阴极保护整流器,开启了油气长输管道阴极保护的实际应用。在总结实际运营经验和现场测试数据的基础上,柯恩还首次提出在 $-0.85V_{CSE}$ (相对于硫酸铜参比电极 $-0.85V$)的保护电位下,已经足以防止钢质埋地管道任何形式的腐蚀。尽管我们现在已经意识到 $-0.85V_{CSE}$ 准则也有其自身的局限性,在高温腐蚀、微生物腐蚀、氢致开裂等许多腐蚀形式中并不适用。但限于当时的应用范围和认识水平,柯恩的观点在当时仍具有一定的科学性和创新性。尤其是为阴极保护技术的实际应用提供了具体的评判准则,从而促进了其推广应用。阳极地床是阴极保护系统中重要的组成部分。在阳极地床方面,柯恩最初应用的辅助阳极类型包括水平安置的5m长铸铁管、旧的电车轨道等。1952年则首次在现场安装了90m的深井阳极。1962年,沃尔夫在德国汉堡也首次安装了深井阳极,并成功应用于管道的阴极保护。

阴极保护技术在我国进行应用的起步相对较晚。直到20世纪60年代,阴极保护技术才开始引入国内。20世纪80年代研制成功了第一批阴极保护防腐材料和设备,应用于石油化工、船舶等领域。我国油气长输管道的阴极保护始于1958年,首次应用于新疆克拉玛依到独山子之间的输油管道上。1965年大庆油田进行了牺牲阳极法阴极保护的现场试验。自1970年开始,随着东北“八三管道”的建设,阴极保护技术得到了普遍的认可和应用,并为抑制管道腐蚀起到了重要作用。现场实际运行经验显示,在杂散电流干扰严重地区,有效的阴极保护至少能延长腐蚀穿孔初发年限3倍以上,管道使用年限延长2倍以上。以东北输油管网为例,建设之初人们对管道的安全运行年限并没有一个明确的认识,最初有人说8年,后来有人说16年,最后有人说30年,实际现在已较安全运行了42年,估计东北老管网再运行8~10年应该没问题,预计运行寿命将可达到50年。总结历史经验可以看出,我国东北输油管网能够延年益寿的一个重要因素就在于施加了阴极保护。为此,我国的《石油天然气管道保护法》和相关标准都对阴极保护的应用进行了强制性的要求。以GB/T 21447—2008《钢质管道外腐蚀控制规范》中的规定为例:“长输管道、油气田外输管道和油气田内埋地集输干线管道应采用阴极保护”、“对于新建埋地管道,阴极保护工程的勘察、设计和施工应与主体工程同步进行,并应在管道埋地后六个月内投入使用。在强腐蚀性土壤环境中,管道在埋入地下时就应施加临时阴极保护措施,直至正常阴极保护投产。”

针对阴极保护在抑制管道腐蚀方面认识的发展也并不是一帆风顺的。阴极保护技术出现之初,许多国家铺设的管道大都是没有外防腐层的。若要实现阴极保护效果,往往需要消耗很大的电流,其经济效益并不显著。当时有些施工单位甚至将电化学保护认为是一种骗术,过高的估计了电法保护的费用以及外加电流对附近其他管道可能产生的危害。在管

道建设的过程中并不采用阴极保护，而是将关注点集中在提高外防腐层的绝缘性能方面。当管道遇到杂散电流干扰时，仍将加强绝缘的做法作为首要选择。采用绝缘接头对管段进行分割，以降低杂散电流干扰的范围，但实际应用效果往往并不理想。有意思的是，随着防腐层绝缘性能的提高，反而降低了阴极保护的耗电量，反过来促进了阴极保护技术的发展和实际应用。目前阴极保护已经成为国内外油气长输管道行业的一项强制性要求。美国、日本等国家都明文规定：“禁止投用未加阴极保护而只有防护涂层的管道”。俄罗斯的国家标准里也有规定：“所有管线（除了架空铺设的管线），不管使用条件如何，必须有电化学保护”。

前面我们提到，柯恩首次针对管道的阴极保护提出了一 $0.85V_{CSE}$ 的评价准则，但并没有明确规定采用通电电位还是断电电位。随后针对阴极保护效果评价标准的认识也经历了一个不断改进的过程。以国外某管道运营公司针对其所属管道的腐蚀失效事故统计为例，管道失效事故案例数量随时间的增长曲线可明显分为三个阶段。在第一阶段，该公司在管道上施加了阴极保护，但并没有制定相应的检测和评价体系，管道腐蚀失效事故逐年上升；在第二阶段，该公司采用了一 $0.85V_{CSE}$ 的通电电位评价准则，管道腐蚀失效事故得到明显抑制；在第三阶段，该公司采用了一 $0.85V_{CSE}$ 的断电电位评价准则，管道腐蚀失效事故得到进一步抑制。由此可见，阴极保护技术及合适的检测评价准则在控制管道外腐蚀方面的重要性。更多关于阴极保护效果评价指标的论述，可以参考本书中第四章的相关内容。

第四节 应用现状及存在的新问题

阴极保护技术经过在国内 60 年的应用和发展过程中，已经趋于成熟。管道运营公司管理理念的革新，也为阴极保护技术的推广应用提供了良好的市场环境，各类新技术、新方法层出不穷。但随着新材料的采用和新技术的发展，也不可避免地遇到了一些新问题。本节主要针对阴极保护技术在油气长输管道行业的应用现状和所遇到的新问题进行简单介绍。

一、应用现状

在管理理念方面，管道运营单位对阴极保护技术的认识已经取得了长足的发展。尤其是管道完整性管理理念的普及，使得以预防为主的管理模式逐渐深入人心。阴极保护则是在外腐蚀控制方面，对管道完整性管理理念的良好实践，引起了国内外管道运营公司的日趋重视。许多公司都配备了专业的研究和检测队伍，对管道的外腐蚀数据和阴极保护数据进行综合分析，以确定腐蚀致因，加强监管，并委托专业化的检测公司对管道阴极保护系统进行定期的维护和检测。运营公司管理理念的发展，也为阴极保护技术的推广应用和深入研究奠定了较好的市场基础。与此同时，国内外也不断涌现了大量配套齐全、技术装备