

埋地或水下金属管线系统外腐蚀控制的推荐作法

本NACE标准代表各成员的统一意见， 这些成员审查了本文件及其适用范围和条款。接受本标准并不排除任何人（不管是否采用本标准）会在生产、销售、采购或使用产品、工艺或程序时不符合本标准。在本标准中绝不包含任何可被理解为（隐含的或其他的）授予任何权力进行与为专利特许权所涵盖的任何方法、器械或产品有关的制造、销售或使用；或被理解为确认或保护任何人免除因侵犯专利特许权而应承担的责任。本标准仅是最低要求，不能解释为限制使用更好的方法或材料。本标准也不打算用于与本主题有关的所有情况。不可预见的环境可能在特定情况下使本标准失效。NACE不承担其它方对本标准的解释或使用所导致的责任，只承担NACE按照管理程序和政策所颁发的正式解释的责任，它排除了单个志愿者的解释。

NACE标准的用户负责在使用前检查相应的健康、 安全、环保和法规文件，并确定它们对本标准的适用性。本标准可能没有列出在本标准范围内所涉及的与材料和设备的使用及操作相关的所有潜在的健康和安全隐患或对环境的危害。NACE标准的用户也有责任建立相应的健康、 安全和环保规则，必要时咨询相应的政府法规部门，以便在使用本标准前满足现有适用的法律和法规要求。

警示： NACE标准会被定期审查，不经通知随时修改或撤销标准。NACE要求在本标准初次发布后五年内，进行重新确认、修改或撤销。用户应注意获取最新版本。NACE标准的购买者可与NACE会员服务部联系取得所有标准和其它NACE出版物的最新信息，联系地址： NACE International Membership Services Department, 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906 (telephone +1 281/228-6200).

1972, 1976, 1983, 1992年修订

1969年批准

NACE International
1440 South Creek Drive
Houston, Texas 77084-4906
(telephone: +1 281/228-6200)

ISBN 1-57590-035-1

©2002, NACE International

前 言

本标准推荐了为获得对埋地或水下金属管线系统的外部腐蚀有效控制的程序和作法。推荐的这些技术也适用于很多其他的埋地或水下金属构筑物。本标准是为从事埋地或水下金属管线系统（包括输油、输气、输水管线和类似构筑物）的腐蚀控制的人员而编写的。本标准描述了作为外腐蚀控制方法的绝缘防腐层、电绝缘和阴极保护的应用，它包括将阴极保护应用于裸露旧管线、涂敷防腐层的管线和新建管线系统的专门条款，还包含了控制管线上干扰电流的方法。

本推荐方法宜与下列适用的NACE标准和出版物（最新修订版）中介绍的实用技术联合使用：

RP0572¹

RP0177²

RP0285³

RP0186⁴

RP0286⁵

RP0387⁶

RP0188⁷

TP C 11⁸

TM0497⁹

为了准确和正确地使用本标准，必须将本标准整体使用。仅仅使用或引用个别章节，会导致错误理解或应用本标准所包含的推荐方法和实用技术。

因埋地或水下管线系统所处环境的复杂性，本标准并不特指每一种具体情况下的实用技术。

本标准于1969年由NACE T-10-1工作组第一次出版，在1972，1976，1983和1992年对其进行修订，在1996年由阴极保护专业委员会T-10A重新确认，在2002年由管线、罐和钻井套管专题技术组35(STG35)再次确认。本标准由STG 35主办，NACE发布。STG 35是由来自油气输送公司、配气公司、电力公司、腐蚀咨询公司和与地下或水下金属管线系统的外腐蚀控制系统相关人员组成的。

在 NACE 标准中，术语项“应(shall)”、“必须(must)”、“宜(should)”、“可(may)”按《NACE 出版物格式手册》第4版第7.4.1.9款对这些词项的定义使用。“应”、“必须”用来表示强制性的要求，“宜”用来指那些认为是比较好的、值得推荐的但不是强制性的要求，“可”用来指那些可选择的要求。

目 录

1. 总则
2. 定义
3. 确定外部腐蚀控制的必要性
4. 管线系统设计
5. 外防腐层
6. 阴极保护准则及其他考虑

第 6 章的参考书目

7. 阴极保护系统的设计

第 7 章的参考书目

8. 阴极保护系统的安装
9. 干扰电流的控制
10. 阴极保护系统的运行与维护
11. 外腐蚀控制记录

参考文献

附录 A—干扰试验

附录 B—确定可能发生的腐蚀速率和维护费用的方法

附录 C—腐蚀的间接费用

附录 D—腐蚀控制的费用

第 1 章 总则

1.1 本标准提出了世所公认的有关埋地或水下的钢、铸铁、可锻铁、铜和铝制管线系统的外部腐蚀控制的实用作法。

1.2 本标准的目的是为制定针对下列系统外腐蚀控制最低要求的指南。

1.2.1 新的管线系统：除非经调查表明不需要腐蚀控制，否则，最好在最初设计时就规定采用防腐层辅以阴极保护或其他已证明有效的方法实行腐蚀控制，并在管线服役期中始终保持。管线建设中宜考虑便于使用在线检测的工具。

1.2.2 已涂敷防腐层的管线系统：除非经调查表明不需要阴极保护，否则建议在已涂敷防腐层的管线系统上宜施加并保持阴极保护。

1.2.3 在役的裸露管线系统：宜进行研究以确定现有的裸露管线系统的腐蚀范围和速率。当这些

研究表明，腐蚀将影响系统的安全或经济运行时，应采取合适的腐蚀控制措施。

1.3 宜在有资质的人员指导下应用本标准中的条款，这类人员通过接受教育和相关的实践经验而具备了自然科学、工程和数学方面的知识，因而有资格从事埋地或水下金属管线系统的腐蚀控制的实践。这类人员可以是注册的专业工程师，或是被 NACE 认可的腐蚀专业或阴极保护的专家，只要他们的专业活动包括有从事埋地或水下金属管线系统外腐蚀控制的适当阅历。

1.4 阴极保护无效或仅仅是部分有效的特殊情况有时也存在。这些情况可包括高温、防腐层剥离、保温覆盖层、屏蔽、细菌侵蚀和电解质的异常污染。只要负责腐蚀控制的人员能证明本标准中所明确的目的已经达到，就可以允许那些特殊情况与本标准有所不符。

1.5 本标准不包括对环境的化学控制方法、导电性外防腐层应用方法或内壁腐蚀控制的方法。

第2章 定义⁽¹⁾

两性金属：在酸和碱两性环境中，对腐蚀都敏感的金属。

阳极：电化学电池中发生氧化反应的电极。在外电路中，电子从阳极流出，阳极往往发生腐蚀，并且金属离子进入溶液。

阳极极化：由于在电极与电解质界面之间的电流流动引起的电极电位向惰性（正）方向变化。

β 曲线：以动态（波动）干扰电流或相关成比例的电压为纵坐标，相对于受影响的构筑物上选定位置处对应的构筑物/土壤电位值为横坐标所绘制的曲线（见附录 A）。

电缆：一根导线或多根相互绝缘的导线。

阴极：电化学电池中发生还原反应的电极。在外电路中，电子流向阴极。

⁽¹⁾ 本节中的定义反映了现在在从事腐蚀控制的人员的共同用法，特别用来说明本标准中对这些术语的使用。在很多情况下，为了简便和实际应用，科学定义被简略或释义（意译）了。

阴极剥离：由于阴极反应产物引起的防腐层和被涂敷表面间的粘结力的破坏。

阴极极化：由于在电极与电解质界面之间的电流流动引起的电极电位向活性（负）方向的变化。

阴极保护：使金属表面成为电化学电池的阴极而减少该金属表面腐蚀的一种技术。

防腐层：一种可溶解液体或胶性合成物，在涂敷到表面上后转化为固体的保护性、装饰性或功能性的粘附膜。

防腐层剥离：防腐层与管道表面之间的粘结力丧失。

导体：适于传导电流的材料。可以是裸露的或绝缘的。

连续性接头：一种在可导电的构筑物之间提供电连续性的金属连接。

腐蚀：由于与周围环境的作用而引起的材料（通常是金属）的破坏。

腐蚀电位（ E_{corr} ）：在开路条件下，处于电解质中腐蚀表面相对于参比电极的电位（也称为静止电位、开路电位或自然腐蚀电位）。

腐蚀速率：腐蚀过程进行的速率。

准则：评价阴极保护系统有效性的标准。

电流密度：电极表面单位面积上的电流。

二极管：双极性半导体器件，在一个方向上电阻低，另一方向上电阻高。

分布式阳极强制电流系统：一种强制电流阳极分布方式，该阳极以近间距方式沿构筑物分布，使得构筑物处于各个阳极的电压梯度内。这种阳极分布方式使构筑物周围的电解质相对于远方大地端成为正极。

电绝缘：与其它金属构筑物或环境呈电隔绝的状态。

电检测：包括按坐标进行电测量的任一技术，用以提供推断与腐蚀或腐蚀控制相关的特定电化学状况的基础数据。

电极：与电路中的电解质建立电接触，并且使电极电流传入、传出电解质的电子导体。

电渗效应：在电压作用下，带电粒子穿过薄膜的现象。土壤或防腐层均可起到薄膜的作用。

电解质：一种含有在电场中可以迁移的离子的化学物质，对于本标准来说，电解质是指邻近和接触埋地或地下金属管道系统的土壤或液体，其中包括水分和所含有的其他化学物质。

外部构筑物：不作为阴极保护系统一部份的任何金属构筑物。

牺牲阳极：在电解质中，两种金属电连接时，一种对另一种更惰性的金属提供牺牲保护的金属，这类阴极保护中该种金属是提供电子的来源。

电偶序：金属和合金在特定环境下按其相对电位排列的顺序表。

缺陷：防腐层的不连续处，导致未被保护的表面暴露于环境中。

强制电流：使用电极系统以外的电源设备提供的电流。（如阴极保护的直流电）。

在线检测：使用某种电子仪器或工具沿管线内部移动，对钢质管线进行检测。

绝缘防腐层系统：组成保护性防腐层的所有组分，其综合作用对涂敷的构筑物提供有效电绝缘。

干扰：由于杂散电流的作用而对金属构筑物产生的电扰动。

干扰接头：为控制金属系统之间的电流交换而设计的一种金属接头。

R 降：符合欧姆定律的一个电阻两端间的电压。

绝缘：见“~~电~~绝缘”

线路电流：在管线上通过的直流电。

长线腐蚀活性：电流流过阳极区和阴极区之间的土壤，又沿着埋地金属构筑物返回。

混合电位：在一个金属表面上同时发生两个或两个以上的电化学反应时所产生的电位。

管道/电解质电位：管道金属表面与电解质之间的电位差，相对于与电解质连接的参比电极进行测量。

极化：由于电流流过电极/电解质界面而引起的开路电位的变化。

极化电位：在构筑物/电解质界面处的电位，是腐蚀电位与阴极极化之和。

参比电极：在相似的测量条件下可以认为开路电位恒定不变的电极，可以用作测量其他电极的相对电位。

逆流开关：防止直流电反向流过金属导体的一种装置。

屏蔽：阻止或使阴极保护电流偏离其预定的流通过程。

管线短路套管：与输送管发生直接金属接触的套管。

合理的工程技术：论证表明或根据详尽的了解和经验，该工程技术在理论上是有据的，并经良好的论证和科学应用，是适用技术的前提。

杂散电流：并非预期回路上流过的电流。

杂散电流腐蚀：由于非预期回路流过的电流引起的腐蚀。例如：由土壤中任何外来电流引起的腐蚀。

地电流：由于大地地磁波动而产生的电流。

电压：电动势或电极电位差，单位以“伏”表示。

导线：冷拔金属制成的细长线材或纤丝。实际上，该术语也用作小量规的导体（6mm² [No. 10 AWG⁽²⁾] 或更小）

第 3 章 确定外腐蚀控制的必要性

3.1 引言

3.1.1 本章推荐了用于确定埋地或水下金属管线系统在何种情况下需要外腐蚀控制的实用作法。

3.1.2 埋地或水下的金属构筑物易遭腐蚀，为了保证金属的完整以实现安全经济的运行，宜采取适当的腐蚀控制措施。

3.2 是否需要外腐蚀控制，宜依据下列之一或几方面获得的资料：腐蚀调查、运行记录、表面

⁽²⁾ 美国线规

考察、类似系统在类似环境中的试验结果、在线检测、工程和设计规范，以及运行、安全和经济上的要求。仅凭无泄露尚不足以证明不需要腐蚀控制。

3.2.1 环境和自然的因素包括如下：

3.2.1.1 特定金属管道系统在特定环境中的腐蚀速率（见附录 B）；

3.2.1.2 输送产品的性质、工作温度、管线中的温差引起的热膨胀和收缩，回填土产生土壤应力的倾向，以及与设计规范相关的管道系统的工作压力；

3.2.1.3 管道系统的位置与居民密度和人员往来频繁程度的相关性；

3.2.1.4 管道系统的位置和其他设备装置的相关性；

3.2.1.5 与本系统无关的杂散电流源。

3.2.2 经济因素包括如下：

3.2.2.1 管线系统在其预期寿命中服役时的维护费用（见附录B）；

3.2.2.2 腐蚀的间接费用（见附录C）；

3.2.2.3 腐蚀控制费用（见附录D）。

第4章 管线系统设计

4.1 本章提出了公认的埋地或水下管线系统设计的腐蚀控制实用作法。在整个管线设计和施工期中，建议与有资格从事腐蚀控制的人员进行协商（见1.3节）。不宜将此推荐技术理解为居于已公认的电气安全操作规定之上。

4.2 外腐蚀控制

4.2.1 进行管线系统设计时，必须首要考虑外腐蚀控制。选材和防腐层是抵御外腐蚀的第一防线。因为要想获得无缺陷的防腐层是不可能的，所以必须进行阴极保护与防腐层的联合应用。其他信息，请参见第5章和第6章。

4.2.2 除非充分调查表明不需要防腐层，宜对新管线系统涂敷防腐层（见第5章）。

4.2.3 凡产生电屏蔽的材料和施工作法不宜用在管线上。管线所安装的位置，宜使它们与其他构筑物及地（水）下结构层的距离不会引起屏蔽。

4.3 电绝缘

4.3.1 宜在管线系统中需要电绝缘的部分安装绝缘装置，如法兰组件、预制管接头、或联轴节，以便于实施外腐蚀控制。宜从温度、压力、耐化学性、绝缘电阻和机械强度方面考虑来正确选择这些绝缘装置。在可能存在易燃气体的地区，宜避免安装绝缘装置或对其采用安全措施。宜考虑安装电绝缘装置的部位如下，但并不限于这些位置：

4.3.1.1 设施所有权改变的地点，如计量站和井口；

4.3.1.2 与主干线管道系统连接处，如集输或分输系统的支线；

4.3.1.3 在线测量站和（或）调压站的进口和出口管线处；

4.3.1.4 压缩机站或泵站，或在吸入管和排出管处，或与机泵站直接连接的上、下游的主干管线处；

4.3.1.5 杂散电流区；

4.3.1.6 异金属连接处；

4.3.1.7 在役管线接口和管线进口的末端；

4.3.1.8 涂敷管和裸管的连接处；

4.3.1.9 采用电接地的位置，如机动的阀和测量设备。

4.3.2 宜考虑绝缘装置对防止雷电和故障电流的要求。从绝缘装置到避雷器的连接电缆宜是短的、直接的，电缆尺寸适合瞬时高电流的负载。

4.3.3 对部分埋地管道系统需要使用金属套管时，宜使管线与该套管电绝缘。套管绝缘体必须有合适的尺寸、间隔，并牢牢地固定在管线上，以能够承受管道插入应力而不会在管道上滑动。

宜进行检查以验证定位绝缘体仍在原位。输送管道上涂敷混凝土防腐层时，可以不使用套管绝缘体。宜考虑在套管两端处的管线下部使用管线支承以减少下沉。所选择的支承类型最好不要导致管道防腐层损伤或屏蔽阴极保护电流。

4.3.4 宜安装套管封口，以阻止外来物质进入管道。

4.3.5 在电接触会对阴极保护产生不利影响的场合，宜将管线系统与支撑管的支柱、桥架结构、隧道围墙、桩基、近海构筑物、或混凝土中的钢筋绝缘。但是，如果管线系统周围的桥架中安装了绝缘装置而使其与邻近的埋地管线电绝缘，则能将管线直接附装在桥架上而无需再绝缘。

4.3.6 在需要绝缘接头的部位，宜采用为实现这一功能而制造的装置；或者，如果允许的话，可安装一节非导电管子，如塑料管。在这两种情况下，都宜根据制造商的说明书进行正确的评价和安装。

4.3.7 在设计和安装中，江河压重块、管线锚固墩及加重覆盖层中的金属加强筋宜与输送管道电绝缘，从而避免防腐层损伤，以及输送管道电屏蔽。

4.3.8 金属接线盒及阀门外壳的设计、制造和安装宜采用与管线系统保持电绝缘的方式。

4.3.9 金属套管与管道之间保持电绝缘处，宜采用绝缘型隔离材料。

4.3.10 安装埋地管线系统时，宜使它们与所有外界的埋地金属构筑物在交叉处和平行处保持距离，如果需要，宜保持电绝缘。

4.3.11 根据交流输电线路的额定电压值，宜在管线与输电塔地基、地下电缆、地线之间保持适当间距。不管间距多大，宜始终考虑雷电和管线故障电流以及人员安全的问题（见NACE标准 RP0177²⁾）

4.4 电连续性

4.4.1 非焊接的管接头可能不是电连续的。为保证电连续性，可以使用为此目的而制造的连接件，或者以某种有效的方式跨接或焊接机械接头。

4.5 腐蚀控制测试站

4.5.1 宜提供足够的场所设置测量电位、电流或电阻的测试站，以便于阴极保护测试。这些场所可包括下列各处，但并不限于这些位置：

4.5.1.1 管道套管安装处；

4.5.1.2 金属构筑物交叉处；

4.5.1.3 绝缘接头；

4.5.1.4 排水沟交叉处；

4.5.1.5 桥架交叉处；

4.5.1.6 阀门室；

4.5.1.7 牺牲阳极安装处；

4.5.1.8 公路交叉处；

4.5.1.9 杂散电流区，和；

4.5.1.10 整流器安装处。

4.5.2 用于管线电流测试站不宜包括以下管子的范围：

4.5.2.1 外界金属构筑物交叉处；

4.5.2.2 支线接头处；

4.5.2.3 机械联接管或接头处，如螺纹接头、过渡管接头、阀门、法兰、阳极或整流器附属装置，或金属跨接；

4.5.2.4 管道壁厚和直径发生变化处。

4.5.3 铜检测导线与钢管和其他铁质管道的连接

4.5.3.1 检测导线既可用于周期性试验，也可用于输送电流。因此，导线与管道之间的连接宜具有机械强度和导电性。

4.5.3.2把导线连接到管道上的方法有：(a)铝热焊，(b)钎焊，(c)机械方法。

4.5.3.3必须特别注意连接方法，以避免(a)使管道损伤或穿透，(b)使管道性能敏化或改变，(c)使检测导线强度降低，(d)使管道内外防腐层损伤，(e)在易爆炸环境中产生危险条件。

4.5.3.4机械连接方法是连接方法中最不可取的，这种接头可能会松动而变得电阻很大，或失去电连续性。

4.5.3.5宜对接头的机械强度和电连续性进行试验。接头所有的暴露部分宜彻底清除焊渣、尘土、油污等；如有需要，涂敷与电缆绝缘层、管道防腐层和环境相配合的底漆和防腐层材料。

4.5.4 铝检测导线与铝管的连接

4.5.4.1铝检测导线或与铝导线连接的铝接头片，可用钨极惰性气体保护焊(TIG)或金属焊条惰性气体保护焊(MIG)的方法焊至铝管上。焊接接头宜焊至法兰上或焊在对焊接点处。焊在其他位置上可能会由于焊接时的热作用而对管道的机械性能产生不良影响。

4.5.4.2检测导线可用软钎焊法焊至铝管上。如果采用低熔点软钎焊，则需要添加助熔剂。助熔剂残渣若不清除，可能会引起腐蚀。

注意：采用铜检测导线可能会在铝管上引起选择性电偶腐蚀。在采用铜导线或助熔剂之处，必须注意封闭连接区以防湿气。在有湿气存在时，接点可能会由于腐蚀而剥离和损伤。

4.5.4.3用TIG法将检测导线与铝接头片焊在一起，可用一种被称为高能连接的爆炸焊技术焊至铝管上。

4.5.4.4也可采取能够保持牢固和导电性的机械连接法。

4.5.5 铜检测导线与铜管的连接

4.5.5.1铜检测导线或与铜导线连接的铜接头片，可用下列方法之一焊至铜管上。由导线与管壁的相对厚度部分地决定了下列哪一种方法可以采用。

4.5.5.1.1电弧焊(TIG, MIG,或有保护的金属电弧焊)；

4.5.5.1.2电阻焊(点焊);

4.5.5.1.3硬钎焊;

4.5.5.1.4软钎焊, 或;

4.5.5.1.5机械连接。

4.5.5.2注意采用合适的连接操作, 以避免由于焊接或硬钎焊的加热导致金属致脆或丧失机械性能的可能性。

4.5.5.3当用某种焊条作硬钎焊或用某种低熔点软焊料作软钎焊时, 需外加或自生助熔剂。因为助熔剂残渣可能会引起腐蚀, 宜将它们清除干净。

第5章 外防腐层

5.1 引言

5.1.1 本章推荐了有关管线系统外腐蚀控制所需要的外防腐层系统的选择、测试和评定、搬运、贮存、检测和安装的实用作法。

外防腐层的功能是将埋地或水下管道的外表面与环境隔离, 控制腐蚀, 减少所需的阴极保护电流, 和改善电流分布。

5.1.2 必须正确地选择和应用防腐层, 并且为实现防腐层的功能, 涂敷防腐层的管道应小心地搬运和安装, 不同类型的外防腐层可实现所预期的功能。

5.1.2.1 外防腐层的理想性能如下:

5.1.2.1.1 有效的电绝缘性;

5.1.2.1.2 有效的防潮性;

5.1.2.1.3 管道外防腐层涂敷的方法不会对管道性能产生不利影响;

5.1.2.1.4 涂敷于管线上的防腐层缺陷最少;

- 5.1.2.1.5与管道表面有良好的附着力；
- 5.1.2.1.6具有阻止缺陷随时间发展的能力；
- 5.1.2.1.7具有抵抗搬运、贮存和安装时损伤的能力；
- 5.1.2.1.8具有有效地保持电阻率随时间恒定不变的能力；
- 5.1.2.1.9抗剥离性能；
- 5.1.2.1.10抗化学破坏性能；
- 5.1.2.1.11容易修复；
- 5.1.2.1.12物理性能的保持能力；
- 5.1.2.1.13对环境无毒；并且
- 5.1.2.1.14具有防止地面贮存和长距离运输时的性能变化和降解的能力。
- 5.1.2.2在选择管线外防腐层时考虑的主要因素：
 - 5.1.2.2.1环境的类型；
 - 5.1.2.2.2管线系统的可接近性；
 - 5.1.2.2.3管线系统的运行温度；
 - 5.1.2.2.4在涂敷、运输、贮存、施工、安装和耐压试验时的环境温度；
 - 5.1.2.2.5地理和自然位置；
 - 5.1.2.2.6系统中现有管道上的外防腐层类型；
 - 5.1.2.2.7搬运和贮存；
 - 5.1.2.2.8管线安装方法；
 - 5.1.2.2.9费用，和
 - 5.1.2.2.10管道表面处理的要求。
- 5.1.2.3应正确地选择和涂敷管线外防腐层系统，以保证获得足够的防腐层粘着力。失粘的防腐

层可能会对管线产生电屏蔽，将会危及阴极保护系统的有效性。

5.1.3 本节所述内容主要是参考其他文献，因此采用相关文献的最新版本是非常重要的。

5.1.3.1 表1列出了一些外防腐层系统类型，给出了有关材料规范和应用的推荐作法的相应参考资料。

5.1.3.2 表2列出了一组参考资料，不管何种类型防腐层在安装和检测时，通常都要用到这些资料。

5.1.3.3 表3列出了相关环境条件的外防腐层系统特性，包括了相关环境条件下对各种不同性能实验室试验的建议参考资料。

5.1.3.4 表4列出了与设计 and 施工有关的外防腐层系统特性，推荐了评价这些性能的实验室试验。

5.1.3.5 表5列出了管线竣工后对现场评价外防腐层系统有用的参考资料。

5.2 贮存、搬运、检测和安装

5.2.1 贮存和搬运

5.2.1.1 贮存的防腐层管宜进行内外保护，以防止大气腐蚀和防腐层损坏。

5.2.1.2 谨慎小心地搬运及采用合适的衬垫和吊索可减小防腐层的损伤。

表1. 常用外防腐层系统的材料要求和推荐涂敷技术 (A)

常用外防腐层类别	参考文献
煤焦油	ANSI (B) / AWWA (C) C 203 ¹⁰
石蜡	NACE RP0375 ¹¹
预制胶带	NACE MR0274 ¹²
	ANSI / AWWA C 214 ¹³

	ANSI / AWWA C 209 ¹⁴
熔结环氧防腐层	Peabody' s Control of Pipeline Corro ¹⁵ sion
	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API ^(D) RP 5L7 ¹⁷
	CSA ^(E) Z245. 20M ¹⁸
	NACE RP0190 ¹⁹
聚烯烃防腐层	NACE RP0185 ²⁰
	DIN ^(F) 30 670 ²¹
	ANSI / AWWA C215 ²²

注：^(A) 此表并非包罗万象，还有许多其他参考资料可用。表列次序并不意味着任一防腐层系统优于另一防腐层系统。省略某系统可能是由于参考标准无法利用或数据不全。

^(B) 美国国家标准学会（ANSI），1819 L Street, NW, Washington, DC 20036.

^(C) 美国自来水厂协会（AWWA），6666 West Quincy Ave., Denver, CO 80235.

^(D) 美国石油协会（API），1220 L St. NW, Washington, DC 20005.

^(E) 加拿大标准协会（CSA International），178 Rexdale Blvd., Toronto, Ontario, Canada M9W 1R3.

^(F) 德国工业标准（DIN），Burggrafenstrasse 6, D-10787 Berlin, Germany.

表2. 埋地管线外防腐层系统的安装和检测常用的参考资料

类别	参考文献
管线有机防腐层的涂敷	ANSI / AWWA C 203 ¹⁰
	NACE RP0375 ¹¹
	Peabody' s Control of Pipeline Corro ¹⁵ sion
	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API RP 5L7 ¹⁷

	CSA Z245.20M ¹⁸
	NACE RP0190 ¹⁹
管线防腐层的膜厚	ASTM ^(A) G 128 ²³
管线防腐层的检测	NACE RP0274 ²⁴

注：^(A) 美国材料试验学会（ASTM），100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428—2959.

表 3. 在各种环境条件下的外防腐层系统特性

环境因素	推荐实验方法 ^(B)
加或不加阴极保护的一般地下暴露	Peabody's Control of Pipeline Corrosion
	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API RP 5L7 ¹⁷
	CSA Z245.20M ¹⁸
	NACE标准 RP0190 ¹⁹
	ASTM G 8 ²⁵
	ASTM G 19 ²⁶
	ASTM G 42 ²⁷
	ASTM G 95 ²⁸
抗渗水性及其对选择防腐层厚度的影响	ASTM G 9 ²⁹

回填时抗石头穿透的能力

ASTM G 17³⁰

ASTM D 2240³¹

ASTM G 13³²

ASTM G 14³³

土壤应力

地下腐蚀³⁴

ASTM D 427³⁵

对未开垦土壤中不常见的特殊流体的耐蚀性

ASTM D 543³⁶

Federal Test Standard^(C) No. 406A, Method 7011³⁷

ASTM G 20³⁸

耐热性

ASTM D 2304³⁹

ASTM D 2454⁴⁰

ASTM D 2485⁴¹

防腐层补口和现场修补的增强材料的配伍性

ASTM G 8²⁵

ASTM G 19²⁶

ASTM G 42²⁷

ASTM G 95²⁸

ASTM G 9²⁹

	ASTM G 18 ⁴²
	ASTM G 55 ⁴³
抗微生物作用的能力	ASTM G 21 ⁴⁴
	Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 ⁴⁵

注：^(A) 仅采用与安装相关的因素。

^(B) 无专用的规范，为应用和评价推荐一些对比试验，仅作为补充资料。

^(C) 可从这里得到：General Services Administration, Business Service Center, Washington, DC 20025.

表4. 与设计 and 施工相关的的外防腐层系统特性

设计和施工因素	推荐实验方法 ^(A)
场地存放，大气侵蚀	ASTM G 11 ⁴⁶
场地存放，负荷下的穿透作用	ASTM G 17 ³⁰
	ASTM D 2240 ³¹
装运耐损性，磨损	ASTM G 6 ⁴⁷
装运耐损性，冲击	ASTM G 13 ³²
	ASTM G 14 ³³
现场耐弯曲能力	ASTM G 10 ⁴⁸
耐拖拉性能（抗滑动磨损）	ASTM G 6 ⁴⁷

	ASTM D 2197 ⁴⁹
工厂预制防腐层的特殊要求	ANSI / AWWA C 20 ⁴⁰
	NACE标准RP0375 ¹¹
	NACE标准MR0274 ¹²
	ANSI / AWWA C 214 ¹³
	ANSI / AWWA C 209 ¹⁴
	Peabody' s Control of Pipeline Corroſion
	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API RP 5L7 ¹⁷
	CSA Z245.20M ¹⁸
	NACE标准 RP0190 ¹⁹
	NACE标准 RP0185 ²⁰
	DIN 30 670 ²¹
	ANSI / AWWA C 215 ²²
沟渠现场涂敷防腐层的特殊要求	ANSI / AWWA C 20 ⁴⁰
	NACE标准RP0375 ¹¹
	NACE标准MR0274 ¹²
	ANSI / AWWA C 214 ¹³
	ANSI / AWWA C 209 ¹⁴
	Peabody' s Control of Pipeline Corroſion

	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API RP 5L7 ¹⁷
	CSA Z245.20M ¹⁸
	NACE 标准 RP0190 ¹⁹
耐回填冲击抗力	ASTM G 13 ³²
	ASTM G 14 ³³
耐热性	ASTM G 8 ²⁵
	ASTM G 19 ²⁶
	ASTM G 42 ²⁷
	ASTM G 95 ²⁸
	ASTM D 2304 ³⁹
	ASTM D 2454 ⁴⁰
	ASTM D 2485 ⁴¹
防腐层补口和现场修补的配伍性	Peabody' s Control of Pipeline Corrošion
	ANSI / AWWA C 213 ¹⁶
	API RP 5L7 ¹⁷
	CSA Z245.20M ¹⁸
	NACE 标准 RP0190 ¹⁹
	ASTM G 8 ²⁵

ASTM G 19 ²⁶
ASTM G 42 ²⁷
ASTM G 95 ²⁸
ASTM G 9 ²⁹
ASTM G 18 ⁴²
ASTM G 55 ⁴³

注：^(A) 无专用规范。推荐一些比较试验，仅作为补充资料进行评价。

表5. 评价外防腐层的现场使用性能的方法

方法的题目或主题	参考文献	评价基础
(1) 阴极保护所需电流的变化率	地下腐蚀 ³⁴	初始电流需要量与随后定期测定的电流需要量之比较
(2) 管线防腐层的检测	NACE RP0274 ¹²	(a) 有阴极保护：未发现活性腐蚀 (b) 无阴极保护：未发现能活性腐蚀的新漏点
(3) 阴极剥离	ASTM G 8 ²⁵ ASTM G 19 ²⁶ ASTM G 42 ²⁷ ASTM G 95 ²⁸	目的是获得相对于特定条件下的数据，以便与实验室数据相比较

5.2.2. 检测

5.2.2.1 具有资质的人员宜对防腐层涂敷和管道安装的每一阶段的工作都进行监督。

5.2.2.2 宜采用合适的、符合规范的试验方法，定期检查表面处理、底漆涂敷、防腐层厚度、温度、粘结力、及其他指定的要求。

5.2.2.3 推荐使用检漏仪，检查外观观察不到的防腐层缺陷。宜按照厂家说明书操作检漏仪，同时其工作电压等级需适合防腐层系统的电性能要求。

5.2.3 安装

5.2.3.1 焊口、管件和相配物必须涂敷与现有防腐层配套的材料。

5.2.3.2 防腐层缺陷宜予以修补。

5.2.3.3 用于修补防腐层的材料必须与现有管道防腐层配套。

5.2.3.4 沟底应平整，无石块或其他损伤外防腐层系统或造成电屏蔽的物质。有困难时，建议考虑垫填管道或沟底。

5.2.3.5 小心地将管道放入沟中，以避免损伤外防腐层。

5.2.3.6 回填土时须小心，以防石块和杂物砸伤管道防腐层。

5.2.3.7 为了防止物理损伤或其他目的，应在管线周围谨慎使用诸如疏松的包装物、不导电的聚氨酯泡沫材料及防石块损伤的保护层，因为这些材料可产生电屏蔽效应，将不利于进行有效的阴极保护。

5.2.3.8 位于地面之上的管线，为防止大气腐蚀必须保持洁净和涂敷外防腐层，或采用适当的包覆材料。

5.3 评价外防腐层系统的方法

5.3.1 通过成功应用验证已建立的防腐层系统

5.3.1.1 对在役管线防腐层，宜使用外观检查和电检测来评价外防腐层系统的性能。这些检测可

在管线开挖时进行或为检测而准备的探坑处进行。

5.3.2 用于新环境的已建立或改进的防腐层系统

5.3.2.1 此方法是用于当防腐层系统将继续使用，并按照5.3.1节被证明为合格的情况下，将其扩大应用于新环境，或为了新开发的应用而要求修正防腐层系统。

5.3.2.1.1 推荐采用表1中列出的适用材料要求、材料技术规范、标准和涂敷的推荐作法。

5.3.2.1.2 除表1中已列出的参考材料，推荐采用表2中适用的参考资料。

5.3.3 新的外防腐层系统的鉴定

5.3.3.1 本方法的目的是将新的外防腐层材料通过合乎服役条件的实验室试验对材料进行鉴定。

实验室试验完成且结果表明该防腐层系统是合适的，再按照推荐作法进行涂敷和安装，进行在役现场性能试验，以证实前面的步骤是成功的。本方法的步骤是：（1）实验室试验，（2）按照推荐方法进行涂敷，（3）按照推荐方法进行安装，（4）在役的现场性能试验。如果五年后获得良好的应用结果，此后就只需进行步骤2和步骤3。

5.3.3.1.1 推荐将表3和表4中的方法用作初期的实验室试验方法。

5.3.3.1.2 有条件应用时推荐把表1和表2中的适用项目用于步骤2和步骤3。

5.3.3.1.3 在五年或更长的时间段内，推荐采用表5中项目1或项目2给出的评价方法。项目3中的试验方法可用作辅助方法，以获得与实验室试验相关的数据。

5.3.4 仅依据现场性能评价外防腐层系统的方法

5.3.4.1 这种方法的目的是当未采用或将采用5.3节给出的前三种方法时，对外防腐层系统进行质量考核。预计这种方法宜仅限于小型的中试装置。

5.3.4.1.1 在连续五年中每年至少做一次调查的基础上，推荐至少采用表5中给出的前两种方法中一种。

第6章 阴极保护准则及其他考虑

6.1 引言

6.1.1 本章列出了阴极保护准则及其他考虑因素；当这些准则和考虑因素被单独或联合应用时，将表明某金属管线系统是否已达到了足够的阴极保护（另参见第1章，第1.2和1.4节）。

6.1.2. 阴极保护或其他外部腐蚀控制措施的有效性可经由外观观察、管道壁厚测量或采用内壁检查装置来确认。但是这些方法有时并不实用，因此符合本章中任一准则或几个准则便可证明已获得足够的阴极保护。当为某种目的进行开挖时，宜检查管道的腐蚀和(或)防腐层状况。

6.1.3 本章中的准则是经实验室试验制定的，并（或）通过成功的阴极保护系统运行的评价数据验证。单一评价阴极保护有效性的准则并不能满足所有情况，通常而言，对一个单独的构筑物往往使用多个准则。

6.1.4 为确定满足这些准则所需的检测方法和检测频度，应采用合理的工程实用作法。

6.1.5 在评价阴极保护有效性上，腐蚀泄漏史是有价值的。然而，除非无法进行电性能检测，腐蚀泄露史本身不应作为确定阴极保护是否达到了足够的保护水平的依据。

6.2 准则

6.2.1 并不要求外腐蚀控制人员受限于下面列出的准则，曾成功应用于原有管线系统的准则仍可继续在那些管线系统上使用。采用任何其它准则必须获得与此处准则所得到的相当腐蚀控制效果。

6.2.2 钢与铸铁管道

6.2.2.1 根据环境条件，可在不同的阴极极化水平上实现外腐蚀控制。然而，如无专门的数据可证明已达到足够的阴极保护，则应采用下述之一或几个准则。

6.2.2.1.1 施加阴极保护时的负（阴极的）电位至少为850m v，这一电位是相对于与电解质接触的饱和铜-硫酸铜参比电极测量的。必须考虑除构筑物/电解质界面处之外的电压降，以便对测量

的电压做出有效的解释。

注：所谓“考虑是指，在应用下列方法确定电压降的重要性时，应采用合理的实用工程技术，如：

6.2.2.1.1. 测量或计算电压降；

6.2.2.1.1. 2检查阴极保护系统历史记录；

6.2.2.1.1. 3评价管道及其环境的自然特性和电性能；

6.2.2.1.1. 4确定是否存在腐蚀的实际证据。

6.2.2.1.2相对于饱和的铜/硫酸铜参比电极的负极化电位（参见第2章中定义）至少为850m v。

6.2.2.1.3构筑物表面和与电解质接触的的稳定参比电极之间的阴极极化值最小为100m v，可以测量该极化的形成或衰减以确保这一准则的执行。

6.2.2.2特殊情况

6.2.2.2.1在裸露的或防腐层无效的管线上，当长线腐蚀活动是首要问题时，在预先确定的放电点处测量从电解质流向管道表面的净保护电流（如使用地电流技术测量）可以算是足够的。

6.2.2.2.2在某些情况下，例如存在硫化物、细菌、高温、酸性环境和异金属等，6.2.2. 条中的准则可是不充分的。

6.2.2.2.3如果管线嵌入混凝土中，或埋在干燥的或充气的高电阻率土壤中，取比6.2.2. 条中的准则更正一些的电位值可能就够用了。

6.2.2.3注意事项

6.2.2.3.1在多管道路段、管道深埋段的高电阻率地表土壤区、杂散电流区、或局部腐蚀电池起主要作用的区域，地电流技术往往是无用的。

6.2.2.3.2当管线运行压力和条件易于导致应力腐蚀开裂（参阅本章末有关应力腐蚀开裂的参考文献）时，对管道进行阴极保护时，考虑使用比极化电位-850m v略正（更大）的电位。

6.2.2.3.3为了使防腐层的阴极剥离减小到最低程度，在外涂敷管线上最好避免使用过量的极化

电位。

6.2.2.3.4在所有金属上，尤其是高强钢、某些级别的不锈钢、钛、铝合金以及预应力混凝土管，宜避免使用会导致过量析氢的极化电位。

6.2.3 铝制管道

6.2.3.1应采用如下准则：在构筑物表面和与电解质接触的稳定参比电极之间的阴极极化最小值为100m v，该极化的形成或衰减可用于该准则。

6.2.3.2 注意事项

6.2.3.2.1过电压：且不管在6.2.3. 条中的最小值准则，如果在管道表面和与电解质接触的饱和铜-硫酸铜参比电极之间进行电压测量，且对管道/电解质界面处之外的电压降进行补偿，若此时铝管阴极保护的电压比-1200m v更负，则可能导致金属表面形成碱性而引起腐蚀。除非预先的测试结果表明在特定的环境中将不会发生明显的腐蚀，极化电位不宜比-1200m v更负，。

6.2.3.2.2碱性条件：铝在高pH 值条件下可能遭受腐蚀，并且阴极保护的应用则会导致金属表面pH 值的升高。所以宜在施加阴极保护前进行仔细的调查和试验，以阻止铝在pH 值超过8.0的环境中产生的点蚀。

6.2.4 铜制管道

6.2.4.1应采用如下准则：在构筑物表面和与电解质接触的稳定参比电极之间的阴极极化最小值为100m v。该极化的形成或衰减能用于该准则。

6.2.5 异金属管道

6.2.5.1在所有管道表面和与电解质接触的稳定参比电极之间宜保持其中阳极金属所需保护的负电压。

6.2.5.2 注意事项

6.2.5.2.对由阴极保护产生的高碱性带来的两性材料的损害，宜将它们电绝缘并分别予以保护。

6.3 其他考虑

6.3.1 应采用合理的工程作法来选择和运用确定电压降的方法。只要各种条件（如管道和阴极保护系统的运行条件，土壤特征和外防腐层质量）仍保持相似的情况，一旦确定了电压降，就可将其用于校正同一地点以后进行的测量。（注：放置在管道表面附近的参比电极可不在管道/电解质界面处。如果最近的防腐层缺陷远离参比电极的位置，放置在外防腐层管道表面的参比电极，可能在测量中不会显著地减小土壤电压降。）

6.3.2 如果为校正管道/电解质电位测量中的电压降而要求切断所有的电源是不现实或不必要的，宜采用合理的工程作法以保证获得充分的阴极保护。

6.3.3 当方便而切实可行时，对管道进行在线检测有助于确定是否存在点蚀损伤。无外腐蚀损伤或腐蚀发展停滞可表明外腐蚀得到充分的控制。然而，在线检测技术并不能检测出所有类型的腐蚀损伤，其精确度也很有限，并且可能以非外腐蚀的异常项目来报告。例如，纵向焊缝腐蚀和全面腐蚀可能不易通过在线检测查出。另外，可能存在的各种厚度变化、凹坑、沟槽和外部含铁的物质可能被检测为腐蚀，因此，必须谨慎考虑如何合适地运用在线检测。

6.3.4 对于涉及杂散电流和杂散电场梯度的情况，需要做专门分析。更多信息请参见第9章“干扰电流的控制”。

6.4.可以替代的参比电极

6.4.1 其他标准参比电极也可用来代替饱和铜/硫酸铜参比电极。两种常用、相对饱和的铜/硫酸铜参比电极的电压值相当于 -850mV ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$ [$77\text{ }^{\circ}\text{F}$])的参比电极如下：

6.4.1.1 饱和KCL甘汞参比电极： -780mV ；

6.4.1.2 饱和银/氯化银参比电极，用于 $25\text{ }\Omega\cdot\text{cm}$ 海水中： -800mV 。

6.4.2 除了这些标准参比电极之外，也可用某种金属材料或构筑物来代替饱和铜/硫酸铜参比电极，但是要保证其电极电位的稳定性，同时要确认其电压等值相对饱和铜/硫酸铜参比电极的电

压。

第6章的参考书目

Criteria for Copper

Schwerdtfeger, W.J. "Criteria for Cathodic Protection—Highly Resistant Copper Deteriorates in Severely Corrosive Soil." *Materials Protection* 57, 9 (1968) : p.43.

Criteria for Aluminum

CP1021. "Code of Practice for Cathodic Protection." London, England: BSI⁽³⁾, August, 1973, pp. 13—14.

DIN30 676 (latest revision) . "Design and Application of Cathodic Protection of External Surfaces." Berlin, Germany: Deutsches Institut für Normung, October, 1985.

NACE Publication 2M363 (withdrawn) . "Recommended Practice for Cathodic Protection of Aluminum Pipe Buried in Soil or Immersed in Water." *Materials Performance* 2, 10 (1963) : p. 106.

Schwerdtfeger, W.J. "Effects of Cathodic Current on the Corrosion of An Aluminum Alloy."

National Bureau of Standards⁽⁴⁾ *Journal of Research* 68c (Oct.—Dec. 1964) : p. 283.

Criteria for Steel and Cast Iron

Doremus, E.P., and T.L. Canfield. "The Surface Potential Survey Can Detect Pipeline Corrosion Damage." *Materials Protection* 6, 9 (1967) : p. 33.

Ewing, S.P. "Potential Measurements for Determination of Cathodic Protection Requirements." *CORROSION* 7, 12 (1951) : p. 410.

Haycock, E.W. "Current Requirements for Cathodic Protection of Oil Well Casing." *CORROSION* 13, 11 (1957) : p. 767.

⁽³⁾ 英国标准学会 (BSI), British Standards House, 389 Chiswick High Road, London W4 4AL, United Kingdom.

⁽⁴⁾ 全国科学技术学会 (NIST) (前国家标准局), Gaithersburg, MD 20899.

Kuhn, R.C. "Cathodic Protection of Underground Pipelines Against Soil Corrosion." American Petroleum Institute Proceedings IV, 14 (1953) : p. 153.

McCollum, B., and K.H. Logan. National Bureau of Standards Technical Paper No. 351 1927.

Romanoff, M. Underground Corrosion. Houston, TX: NACE, 1989.

Pearson, J.M. "Electrical Instruments and Measurement in Cathodic Protection."

CORROSION 3, 11 (1947) : p. 549.

Pearson, J.M. "Null Methods Applied to Corrosion Measurements." Transactions of the Electrochemical Society 81 (1942) : p. 485.

Schwerdtfeger, W.J., and O.N. McDorman. "Potential and Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Soils." CORROSION 8, 11 (1952) : p. 391.

Sudrabin, L.P., and F.W. Ringer. "Some Observations on Cathodic Protection Criteria."

Corrosion 13, 5 (1957) p.351t. Discussion on this paper CORROSION 13, 12 (1957) : p. 835t.

Additional References

Barlo, T.J., and W.E. Berry. "A Reassessment of the -0.85V and 100 mV Polarization Criteria for Cathodic Protection of Steel Buried in Soils. Ninth International Congress on Metallic Corrosion 4, (1984) : June 7. National Research Council Canada⁽⁵⁾.

Barlo, T.J., and W.E. Berry. "An Assessment of the Current Criteria for Cathodic Protection of Buried Steel Pipes." Materials Performance 23, 9 (1984) .

Barlo, T.J., and R.R. Fessler. "Interpretation of True Pipe-to-Soil Potentials on Coated Pipelines with Holidays." CORROSION / 83, paper no. 292. Houston, TX: NACE, 1983.

Barlo, T.J., and R.R. Fessler. "Investigation of Techniques to Determine the True Pipe-to

⁽⁵⁾ 国家研究委员会 (NRC), 1200 Montreal Road, Ottawa, Ontario K1A 0R6, CANADA.

—Soil Potential of a Buried Pipeline.” AGA⁽⁶⁾Project PR—3—93, 1979 Annual Report, May, 1980.

Cathodic Protection Criteria—A Literature Survey. Houston, TX: NACE, 1989.

Comeaux, R.V. “The Role of Oxygen in Corrosion and Cathodic Protection.” CORROSION 8 9 (1952) : pp. 305—309.

Compton, K.G. “Criteria and Their Application for Cathodic Protection of Underground Structures.” Materials Protection 4, 8 (1965) : pp. 93—96.

Dabkowski, J. “Assessing the Cathodic Protection Levels of Well Casings.” AGA Project 151 —106, Final Report, January 1983: pp. 3—92.

Dexter, S.C., L.N. Moettus, and K.E. Lucas. “On the Mechanism of Cathodic Protection.” CORROSION 41, 10 (1985) .

“Field Testing the Criteria for Cathodic Protection.” AGA Interim Report PR—151—163, December, 1987.

Fischer, K.P. “Cathodic Protection in Saline Mud Containing Sulfate Reducing Bacteria.” Materials Performance 20, 10 (1981) : pp. 41—46.

Gummow, R.A. “Cathodic Protection Criteria—A Critical Review of NACE Standard RP0169.” Materials Performance 25, 9 (1986) : pp. 9—16.

Hoey, G.R., and M. Cohen. “Cathodic Protection of Iron in the Temperature Range 25–92°C.” CORROSION 14, 4 (1958) : pp. 200t—202t.

Holler, H.D. “Studies on Galvanic Couples II—Some Potential—Current Relations in Galvanic Corrosion.” Journal of the Electrochemical Society September (1950) : pp. 277—282.

⁽⁶⁾ 美国气体协会 (AGA), 1515 Wilson Blvd., Arlington, VA 22209.

Howell, R.P. "Potential Measurements in Cathodic Protection Designs." CORROSION 8

(1952) .

Jones, D. "Electrochemical Fundamentals of Cathodic Protection." CORROSION / 87, paper no. 317. Houston, TX: NACE, 1987.

Kasahara, K., T. Sato, and H. Adachi. "Results of Polarization Potential and Current Density Surveys on Existing Buried Pipelines." Materials Performance 19, 9 (1980) : pp. 45—51.

Kehn, G.R., and E.J. Wilhelm. "Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Dilute Aqueous Solutions." CORROSION 7, 5 (1951) : pp. 156—160.

Koybayaski, T. "Effect of Environmental Factors on the Protective Potential of Steel."

Proceedings of the Fifth International Congress on Metallic Corrosion. Houston, TX: NACE, 1980.

Krivian, L. "Application of the Theory of Cathodic Protection to Practical Corrosion Systems."

British Corrosion Journal 19, 1 (1984) .

Kuhn, R.J. "Cathodic Protection on Texas Gas Systems." AGA Annual Conference. Held Detroit, MI, April 1950.

Lattin, B.C. "The Errors of Your Ways (Fourteen Pitfalls for Corrosion Engineers and Technicians to Avoid) ." Materials Performance 20, 3 (1981) : p. 30.

Logan, K.H. "Comparison of Cathodic Protection Test Methods." CORROSION 10 7 (1959) .

Logan, K.H. "Underground Corrosion." National Bureau of Standards Circular C450, November, 1945, pp. 249—278.

Logan, K.H. "The Determination of the Current Required for Cathodic Protection." National Bureau of Standards Soil Corrosion Conference, March, 1943.

Martin, B.A. "Cathodic Protection: The Ohmic Component of Potential Measurements—

Laboratory Determination with a Polarization Probe in Aqueous Environments." *Materials Performance* 20, 1 (1981) : p. 52.

Martin, B.A., and J.A. Huckson. "New Developments in Interference Testing." *Industrial Corrosion* 4, 6 (1986) : pp. 26—31.

Mears and Brown. "A Theory of Cathodic Protection." *Transactions of the Electrochemical Society* 74 (1938) : p. 527.

Morgan, J. *Cathodic Protection*. Houston, TX: NACE, 1987.

NACE Technical Committee T—2C Report (withdrawn) . "Criteria for Adequate Cathodic Protection of Coated, Buried, or Submerged Steel Pipe Lines and Similar Steel Structures." *CORROSION* 14, 13 (1958) : p. 561t.

Pearson, J.M. "Concepts and Methods of Cathodic Protection." *The Petroleum Engineer* 15, 6 (1944) : p.218; and 15, 7 (1944) : p. 199.

Pourbaix, M. *Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions*. Houston, TX: NACE, 1974, p. 319.

Prinz, W. "Close Interval Potential Survey of Buried Pipelines Methods and Experience." *UK Corrosion '86*, p. 67.

Riordan, M.A., and R.P. Sterk. "Well Casing as an Electrochemical Network in Cathodic Protection Design." *Materials Performance* 2, 7 (1963) : pp. 58—68.

Schaschl, E., and G.A. Marsh. "Placement of Reference Electrode and Impressed Current Anode Effect on Cathodic Protection of Steel in a Long Cell." *Materials Performance* 13, 6 (1974) : pp. 9—11.

Stern, M. "Fundamentals of Electrode Processes in Corrosion." *CORROSION* 13 11 (1957) : pp. 775t—782t.

CEA 54277. "State—of—the—Art Report, Specialized Surveys for Buried Pipelines."

Houston, TX: NACE, 1987.

Thompson, N.G., and T.J. Barlo. "Fundamental Process of Cathodically Protecting Steel Pipelines." International Gas Research Conference, 1983.

Toncre, A.C. "A Review of Cathodic Protection Criteria." Proceeding of Sixth European Congress on Metallic Corrosion. Held London, England, September, 1977, pp. 365—372.

Van Nouhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil." CORROSION 9 (1953) : pp. 448—458.

Van Nouhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil—A Sequel." CORROSION 14, 12 (1958) : pp. 583—587.

Von Baekmann, W., A. Ballest, and W. Prinz. "New Development in Measuring the Effectiveness of Cathodic Protection." Corrosion Australasia, February, 1983.

Von Baekmann, W., and W. Schwenk. Handbook of Cathodic Protection. Portellis Press, 1975, Chapter 2.

Webster, R.D. "Compensating for the IR Drop Component in Pipe—to—Soil Potential Measurements." Materials Performance 26, 10 (1987) : pp. 38—41.

Wyatt, B.S., K.C. Lax. "Close Interval Overline Polarized Potential Surveys of Buried Pipelines." UK Corrosion Conference, 1985.

Stress Corrosion Cracking

Barlo, T.J., et al. "An Assessment of the Criteria for Cathodic Protection of Buried Pipelines." AGA Final Report, Project PR—3—129, 1983.

Barlo, T.J., et al. "Controlling Stress—Corrosion Cracking by Cathodic Protection." AGA Annual Report, Project—3—164, 1984.

Parkins, R.N., et al. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Surfaces."

CORROSION 41 (1985) : pp. 389—397.

Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Stress Corrosion Cracking of High Pressure Gas

Transmission Pipelines." Materials in Engineering Applications¹, pp. 80—96.

Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Line Pipe Stress Corrosion Cracking—Mechanisms and Remedies."CORROSION / 86 paper no. 320. Houston, TX: NACE, 1986.

Parkins, R.N., A.J. Markworth, and J.H. Holbrook. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Pipeline Steel Surfaces Exposed to Chloride—Sulfate Solutions." CORROSION 44 (1988) : pp. 572—580.

McCaffrey, W.R. "Effect of Overprotection on Pipeline Coatings." Materials Protection and Performance 12, 2 (1973) : p. 10.

PR—15—427. "An Assessment of Stress Corrosion Cracking (SCC) Research for Line Pipe Steels." AGA, 1985

第7章 阴极保护系统的设计

7.1 引言

7.1.1 本章推荐了对阴极保护系统设计的程序。阴极保护系统通过满足第六章中列出的一个或几个准则来提供有效的外腐蚀控制，并在该系统运行的预期寿命期中表现出最大可靠性。

7.1.2 在阴极保护系统设计时，宜考虑以下内容：

7.1.2.1 识别预安装位置的主要危险条件，并且确定筛选的材料、规范和安装应用技术以保证阴极保护系统的安全安装和运行。

7.1.2.2材料规范和安装技术应与现行规程、美国电气制造者协会(NEMA)⁽⁷⁾标准、美国电气规程(NEC)⁽⁸⁾规程、适用的国际标准和NACE标准的最新版本保持一致。

7.1.2.3材料选择规范和安装技术保证阴极保护系统在预期的寿命周期中可靠地和经济地运行。

7.1.2.4安装地点的选择应使可能对周围其他埋地或水下金属构筑物产生有害影响的电流或地电位梯度减至最小。

7.1.2.5通过合作试验研究确定双方都满意的解决干扰问题的办法(见第九章)。

7.1.2.6对于存在硫化物、细菌、剥离防腐层、绝热覆盖层、高温、屏蔽、酸性环境及异金属的情况,宜给予专门的考虑。

7.1.2.7宜避免由于过度阴极保护而导致的防腐层剥离和可能由于析氢而对高强钢产生损伤。

7.1.2.8对于两性金属的情况应小心,不能产生高pH环境否则诱发金属的阴极腐蚀。

7.2 阴极保护系统设计的主要目的如下:

7.2.1 为对被保护构筑物提供足够的电流并使此电流分布,以有效地达到选定的阴极保护准则;

7.2.2 将对邻近的埋地构筑物产生的干扰电流减少至最小(见第9节);

7.2.3 为提供一个与被保护构筑物所需寿命相当的阳极系统设计寿命,或提供阳极系统的定期更换修复措施;

7.2.4 电流需用量会随时间变化,最好提供适当的裕量;

7.2.5 安装阳极位置应选在干扰或损坏可能性最小的位置;

7.2.6 为了测试和评价阴极保护系统性能,提供适当的监测设备。

7.3 有用的设计资料

7.3.1 有用的管道系统技术规范和资料如下:

7.3.1.1 管道线路图和地形图;

⁽⁷⁾ 美国电气制造者协会(NEMA), 2101 L St., NW, Washington, DC 20037.

⁽⁸⁾ 美国电气规程(NEC), Batterymarch Park, Quincy, MA 02269.

7.3.1.2 施工日期；

7.3.1.3 管子、配件和其他附属设施；

7.3.1.4 外防腐层；

7.3.1.5 套管；

7.3.1.6 腐蚀控制检测站；

7.3.1.7 电气绝缘装置；

7.3.1.8 电连接；并且

7.3.1.9 架空、桥梁和水下的交叉。

7.3.2 管道系统场地条件的资料如下：

7.3.2.1 现有的和规划的阴极保护系统；

7.3.2.2 可能的干扰源（见第9节）；

7.3.2.3 特殊的环境条件；

7.3.2.4 邻近的埋地金属构筑物（包括位置、所有权和腐蚀控制技术）；

7.3.2.5 构筑物的可接近性；

7.3.2.6 电力的可利用性；

7.3.2.7 与外界构筑物电绝缘的可行性。

7.3.3 现场调查、腐蚀测试数据和运行经验的资料如下：

7.3.3.1 满足应用准则所需的保护电流量；

7.3.3.2 电解质的电阻率；

7.3.3.3 电连续性；

7.3.3.4 电绝缘；

7.3.3.5 外防腐层的完整性；

7.3.3.6 累计泄漏记录;

7.3.3.7 干扰电流;

7.3.3.8 与施工规范不符之处;

7.3.3.9 其他的维护和操作数据。

7.3.4 如果以前的经验或测试数据可用来估算电流用量、电解质的电阻率及其他设计要素,实际使用阴极保护之前的现场调查工作就不一定再需要进行。

7.4 阴极保护系统类型

7.4.1 牺牲阳极系统

7.4.1.1 牺牲阳极可由诸如镁基、锌基或铝基合金等材料制成,阳极可单个或成组地连接到管道上,牺牲阳极的输出电流受到阳极与管道间驱动电压和电解质电阻率的限制。

7.4.2 强制电流的阳极系统

7.4.2.1 强制电流阳极可由诸如石墨、高硅铸铁、铅银合金、稀有金属或钢等材料制成,用绝缘电缆把它们单个或成组地连接到直流电源(DC,如整流器或发电机)的正端,而管道则直接连接到直流电源的负端。

7.5 影响阴极保护系统类型选择的因素如下:

7.5.1 所需保护电流量的大小;

7.5.2 引起管线和大地间产生很大的电位波动的杂散电流,可能会妨碍牺牲阳极的应用;

7.5.3 阴极保护干扰电流对邻近构筑物的影响,可能会限制强制电流阴极保护系统的应用;

7.5.4 可利用的电源;

7.5.5 可利用的自然空间、与外界构筑物的靠近程度、征地、地表状况、道路和建筑物的状况、河流交叉、及其他有关施工和维修方面的因素;

7.5.6 未来公用道路区的发展和未来管线系统的扩建;

7.5.7 安装、操作和维修的费用；

7.5.8 环境的电阻率。

7.6 影响阴极保护系统设计的因素

7.6.1 当在特定环境中从阳极表面释放出一定的电流密度时，不同阳极材料有不同的损耗率。所以，对于一定的电流输出，阳极寿命取决于环境和阳极材料，以及阳极重量和阴极保护系统中的阳极数量。已经制定的阳极性能数据可用于计算其可能的损耗速率。

7.6.2 有关阳极尺寸、深度、形状及电解质电阻率的数据可用于计算该阳极系统耐电解质的综合能力。可以从文献和阳极制造商处，获取相关因素的公式和图表。

7.6.3 牺牲阳极系统的设计最好考虑阳极与管道的相对电位、电解质电阻率、电流输出，在特定情况下还应考虑阳极导线电阻。不必对每一支阳极或每一个阳极系统进行单独设计。

7.6.4 通过使用专门的填包料，可以改进牺牲阳极在大多数土壤中的性能。普遍使用的是石膏、膨润土和无水硫酸钠的混合物。

7.6.5 通过在阳极周围使用专门的填包料，可以减少所需的强制电流阳极数目并延长它们的使用寿命。最常用的材料为煤焦炭、焙烧的石油焦炭，以及天然石墨或人造石墨。

7.6.6 大范围外加电流系统的分布式阳极设计时，宜考虑沿阳极连接（接头）电缆，电压和电流的衰减。在这些情况下，设计目的在于优化阳极系统长度、阳极间距和尺寸，以及电缆尺寸，以使被保护构筑物的末端获得有效的外腐蚀控制。

7.6.7 阳极反应所产生的气体聚集会削弱强制电流阳极地床传输所需电流的能力，在预料到有这种情况的场合，宜采取适当的措施使阳极排气。该系统输出相同的电流时，增大专用填包料的表面积或增加阳极数量可减轻气堵作用。

7.6.8 电渗作用会减弱强制电流阳极地床传输所需电流的能力，在预料有这种情况的场合，宜采取适当措施以保证阳极周围的土壤有合适湿度。增加强制电流阳极的数量或者增大专用填包料

的表面积可进一步减轻电渗作用。

7.7 设计图纸和技术规范

7.7.1 宜绘制适当的设计图纸，以标明被保护管线的总体布置以及构筑物、腐蚀控制检测站、电气接头、电绝缘装置和邻近的埋地或水下金属构筑物等重要项目所处的位置。

7.7.2 对每一个强制电流阴极保护系统的安装都宜绘制分布图，标出阴极保护系统各组件相对于被保护构筑物及主要地理标志的位置和细节。这些设计中宜包括公用道路的信息。

7.7.3 牺牲阳极的安装位置最好绘制于图纸上，或以表格形式示出，并适当注出阳极类型、重量、间距、深度和填包料。

7.7.4 对所有与阴极保护系统施工相关的材料和安装技术，宜准备相应的技术规范。

第7章的参考书目

Anode Resistance Fundamentals and Applications—Classic Papers and Reviews. Houston, TX: NACE, 1986.

Baboian, R., P.F. Drew, and K. Kawate. "Design of Platinum Clad Wire Anodes for Impressed Current Protection." *Materials Performance* 23, 9 (1984): pp.31—35.

Collected Papers on Cathodic Protection Current Distribution. Houston, TX: NACE, 1989.

Doremus, G., and J.G. Davis. "Marine Anodes: The Old and New." *Materials Performance* 6, 1 (1967): p. 30.

Dwight, H.B. "Calculations for Resistance to Ground." *Electrical Engineering* 55 (1936): p. 1319.

George P.F., J.J. Newport, and J.L. Nichols. "A High Potential Magnesium Anode."

CORROSION 12, 12 (1956): p. 627t.

Jacobs, J.A. "A Comparison of Anodes for Impressed Current Systems." *NACE Canadian*

Region Western Conference, Edmonton, Alberta, Canada, February, 1980.

Kurr, G.W. "Zinc Anodes—Underground Uses for Cathodic Protection and Grounding." Materials Performance 18, 4 (1979) : pp. 34—41.

NACE Publication 2B160 (withdrawn) . "Use of High Silicon Cast Iron for Anodes." CORROSION 16, 2 (1960) : p. 109.

NACE Publication 2B156 (withdrawn) . "Final Report on Four Annual Anode Inspections." CORROSION 12, 1 (1956) : p. 63.

Parker, M.E. Pipe Line Corrosion and Cathodic Protection—A Field Manual. Houston, TX: Gulf Publishing Company, 1962.

Robinson, H.A., and P.F. George. "Effect of Alloying and Impurity Elements in Magnesium Cast Anodes." CORROSION 10, 6 (1954) : p. 182.

Rudenberg, R. "Grounding Principles and Practices." Electrical Engineering 64 (1945) : p. 1.

Schreiber, C.F., and G.L. Mussinelli. "Characteristics and Performance of the LIDA Impressed Current System in Natural Waters and Saline Muds." CORROSION / 86 paper no. 287. Houston, TX: NACE, 1986.

Sunde, E.D. Earth Conduction Effects in Transmission Systems. New York , NY: Dover Publications, 1968.

第8章 阴极保护系统的安装

8.1 引言

8.1.1 本章推荐了安装阴极保护系统的工艺规程, 以实现对构筑物的保护。建议按第4章和第7章中推荐的设计考虑的因素进行。

8.2 施工规范

8.2.1所有有关阴极保护系统的施工工作宜按照施工图纸和技术规范执行，施工规范宜符合第4节和第7节中推荐的作法。

8.3 施工监督

8.3.1所有有关阴极保护系统的施工工作都宜在经过训练的有资质人员监督下进行，以确保安装严格符合图纸和规范。只有得到负责外腐蚀控制的有资质人员批准时才可例外。

8.3.2所有与施工规范不符合之处宜在竣工图上注明。

8.4 牺牲阳极

8.4.1 检验、搬运和贮存

8.4.1.1检验封装的阳极，并采取措施确保填包料完整地包覆阳极，每个盛装填包料和阳极的容器宜是完整的。如果单个封装的阳极装在防水容器中，在安装前必须移除这些容器，且封装的阳极在储存时最好保持干燥。

8.4.1.2必须保证导线安全地连接至阳极。为确保导线无损害，宜进行检验。

8.4.1.3为保证尺寸符合设计规范及在装卸中的任何损伤都不会影响其使用，其他牺牲阳极，例如未包覆填包料的“手鐲”型阳极或带状阳极宜进行检验。如果在阳极带上和在“手鐲”阳极形段内侧使用了防腐层，宜予以检验。如有损伤，则在阳极安装前进行修补。

8.4.2 安装阳极

8.4.2.1宜按照施工规范安装阳极。

8.4.2.2封装的牺牲阳极宜使用适当压实材料回填。当阳极和专用的化学填包料分开供应时，阳极宜置于专用填包料的中心位置，压实填包料，然后再回填。在所有的操作中，要谨慎小心，不要损伤导线和接头。导线宜保持足够的松弛度，以防产生变形。

8.4.2.3当采用手鐲型的阳极时，在阳极下部的管道外防腐层不宜存在缺陷。在安装手鐲型阳极时，注意防止损伤外防腐层。在管道上涂装混凝土（如果使用）后，宜把阳极表面上的所有防

腐层和混凝土都除去。如果使用钢筋混凝土，在阳极和钢筋网之间或在钢筋网与管道之间必须无金属接触。

8.4.2.4当采用带状阳极时，可挖管沟或犁畦埋设；按规定使用（或不使用）专门的化学填包料；通常平行于被保护管段。

8.5 强制电流系统

8.5.1 检验和搬运

8.5.1.1宜对整流器或其他电源进行检验，以保证机内连接接头为机械牢固且无损伤。直流电源额定参数的指标宜符合施工规范，搬运和安装电源时要小心。

8.5.1.2宜对强制电流阳极进行检验，使阳极材料、尺寸、电缆长度、阳极导线接头以及密封完整性符合技术规范。在搬运和安装时要注意防止碰裂或损伤阳极。

8.5.1.3宜对全部电缆都进行仔细检查，以发现绝缘方面的缺陷。注意避免电缆绝缘的损坏，一经发现，必须予以修补。

8.5.1.4阳极的填包料宜符合技术规范要求。

8.5.2 安装规定

8.5.2.1为减少损坏和外界破坏的可能性，宜安装整流器或其他电源。

8.5.2.2整流器的接线应符合当地和国家的电气规程，以及公用供电的要求。宜在交流电路上装设一个外部的切断开关。整流器的外壳应正确接地。

8.5.2.3在热电发电机上，宜安装一个反电流装置，以防熄火时在阳极地床和管道之间产生电偶作用。

8.5.2.4正如施工规范中所指出的，强制电流阳极可垂直或水平埋设，也可埋设于深井中（见NACE RP0572¹）。宜使用填包料以保证阳极周围无空隙，回填时注意防止损坏阳极和电缆。

8.5.2.5从整流器负端引至管道的电缆，宜按照8.6节所述要求连接到管道上。接至整流器的电

缆接头必须是机械牢固且导电的。在电源供电前，必须确认负电缆接至被保护构筑物上，正电缆接至阳极上。在直流电源供电后，宜进行适当的测量，以确保这些连接是正确的。

8.5.2.6 接至阳极地床的主电缆（正电缆）的埋地接头数目宜保持最少，主电缆和阳极电缆之间的连接宜机械牢固且导电的。如果这些接头是在地下或水下，必须密封以防渗水，从而保证与环境电绝缘。

8.5.2.7 当把直埋电缆安装到阳极（正电缆）上时，必须注意避免损坏绝缘。所有电缆宜保持足够的松弛度，以防电缆变形。电缆周围的填包料宜无石块和其他外物，当电缆放入沟槽时这些物质可能会导致绝缘损坏。如果采用了适当的措施，可以犁沟安装电缆。

8.5.2.8 如果埋地或水下的主电缆及其接头的绝缘不能保持完整，则该电缆可能会因腐蚀而破坏。

8.6 腐蚀控制测试站、连接和接头（见第4.5节）

8.6.1 管道和检测导线进行接线时，宜是洁净、干燥且在连接点处无杂质。管道上的检测导线的连接必须具有可靠的机械性能和导电性能。

8.6.2 所有埋地或水下的导线的附件宜涂敷电绝缘材料，该材料与管道外防腐层和导线的绝缘层是相匹配的。

8.6.3 检测导线最好有颜色标志，或者施加永久性标记。导线安装宜有松弛度，避免在安装中的损坏，如产生损坏则立即进行修复。检测导线不宜暴露在过热的环境和阳光下。宜使用地面测试站，如果测试站与地面齐平，测试站内的导线宜有足够的松弛度以便于试验接线。

8.6.4 连接到其他构筑物或跨接绝缘接头的电缆连接宜是机械安全且导电良好的，并涂敷合适的防腐层。接头的连接宜便于进行检测。

8.7 电绝缘

8.7.1 检验和电性能测量宜确保具有良好的电绝缘（见NACE RP0286⁵⁾）。

第9章 干扰电流的控制

9.1 引言

9.1.1 本章推荐了检测和控制干扰电流的实用技术，阐述其机理和有害作用。

9.2 干扰电流腐蚀（杂散电流腐蚀）机理。

9.2.1 埋地或水下金属构筑物的干扰电流腐蚀不同于其他原因引起的腐蚀损伤。引起干扰腐蚀的直流电对被影响的构筑物而言是一个外电源。通常，被干扰的构筑物从电解质中引入来自直流电源的干扰电流，该直流电源与被干扰构筑物之间无金属连接。

9.2.1.1 干扰电流的有害作用往往发生在被干扰构筑物与电解质之间电流传递处。

9.2.1.2 由两性金属（譬如铝和铅）构成的构筑物可能会因引入干扰电流而在金属表面或其附近形成碱性环境而遭受腐蚀损伤。

9.2.1.3 由于电解质中的电位梯度使被干扰构筑物上产生电流，在该电流区可使防腐层剥离。然而，由于外防腐层的剥离，可裸露出大面积金属，这将增加阴极保护电流的需要量，并可能产生屏蔽。

9.2.2 干扰电流引起的外腐蚀严重程度取决于几个因素：

9.2.2.1 干扰和被干扰构筑物的间隔和配置，以及干扰电源的位置；

9.2.2.2 干扰电流的大小和密度；

9.2.2.3 外防腐层的质量，或在相关构筑物上无防腐层；

9.2.2.4 高电阻机械接头的存在及其所处位置。

9.2.3 典型的干扰电源有：

9.2.3.1 直流电流：阴极保护整流器、热电发电机、直流供电的铁路设施和运输系统、煤矿牵引系统以及泵、焊机和其他直流动力系统；

9.2.3.2 交流电流：交流动力系统和交流供电的铁路系统；

9.2.3.3 大地电流。

9.3 干扰电流的检测

9.3.1 在外腐蚀控制调查中，工作人员宜关注来自如下外部电源的电、物理方面的干扰表征，例如：

9.3.1.1 由外部直流电源引起的被干扰构筑物上管道-电解质的电位变化；

9.3.1.2 由外部直流电源引起的管线电流大小或方向的变化；

9.3.1.3 紧邻外部构筑物或其附近的区域中产生局部点蚀；

9.3.1.4 在阳极地床或任何其他杂散直流电源附近的局部区域中外防腐层遭受损伤。

9.3.2 在怀疑可能存在干扰电流的区域，宜进行适当的测试。在进行测试之前应通知所有受干扰各方。如果有腐蚀控制协调委员会，宜通过他们来协调（见NACE出版物 TP C 11⁸）。可用下列一种或几种测试方法。

9.3.2.1 用记录仪或显示仪器测试构筑物/电解质的电位；

9.3.2.2 用记录仪或显示仪器测试构筑物上的电流；

9.3.2.3 绘制 β 曲线以确定被干扰构筑物上最大电流排出区域（见附录A）；

9.3.2.4 测试被怀疑为干扰电源的电流输出变化，及分析9.3.2.3.和9.3.2.2.的测试结果之间的相关性。

9.4 减缓干扰腐蚀问题的方法

9.4.1 干扰问题实质上是独立的，其解决方法宜令相关部门都满意，这些方法可以单独或联合使用。

9.4.2 在受干扰的各构筑物之间，设计并安装具有合适电阻的导电接头是一种控制干扰的技术。

此接头将干扰电流从被干扰的构筑物传导至干扰构筑物和（或）干扰电源中。

9.4.2.1 如果存在波动电流，除了连接导电接头外，还可使用单向控制装置，例如二极管或逆流开关。这些装置可以防止电流的反向流动。

9.4.2.2 为控制电流从被干扰构筑物向干扰构筑物的流动，有必要在连接电路中安装一电阻器。

9.4.2.3 增加导电接头会降低干扰构筑物上的阴极保护水平。在这种情况下可能需要额外的阴极保护以做补偿。

9.4.2.4 由于对裸管或外防腐层不良的管线施加阴极保护而对外部防腐层管线会产生干扰，在这种情况下相互连接可能不会有效地缓解此问题。

9.4.3 对那些正在排放干扰电流的区域，可对被干扰构筑物的该区域施加阴极保护。阴极保护电流的电源可以是牺牲阳极，也可以是强制电流阳极。

9.4.4 调节引起干扰的阴极保护整流器的电流输出，可解决干扰问题。

9.4.5 改变阴极保护整流器的地床位置，可减少或消除对附近构筑物上的干扰电流的引入量。

9.4.6 调整原规划的管线走向，可避开干扰电源。

9.4.7 在被干扰构筑物中合理安放绝缘组件可减少或解决干扰问题。

9.4.8 在电流流入区施加外防腐层可能能够减少或解决干扰问题。

9.5 解决了干扰问题的表征

9.5.1 被干扰构筑物上的构筑物/电解质电位恢复到干扰前的数值。

9.5.2 被干扰构筑物上测量到的线路电流表明，干扰电流不再释放到电解质中。

9.5.3 β 曲线斜率的调整证明，在最大暴露区电流的排出已经消失（见附录A）。

第10章 阴极保护系统的运行与维护

10.1 引言

10.1.1 本章推荐了用于加强和维持阴极保护系统连续、有效及高效运行的操作程序和实用技术。

10.1.1.1 为了确定已经按照适用准则建立保护，及阴极保护系统的每一部分都在正常运行，电性能测量和检验是必需的。影响保护的条件的易随时间变化，相应地在阴极保护系统中也要有变化以维持保护作用。为了检测阴极保护系统中的变化，定期的测量和检验是必需的。根据运行经验需要进行比此条所推荐的更为频繁的试验和检测，这种情况也是可能存在的。

10.1.1.2 为确定阴极保护是否充分，在选择电测量点位置、数量和型式时，宜仔细小心。

10.1.1.3 当认为切实可行，并通过合理的工程实用作法被确认为有必要时，宜进行详细的（密集间隔）电位测量，以便(a)评估阴极保护系统的有效性；（b）提供基本的线路运行数据；（c）判明阴极保护不充分的区域；（d）确认可能会受施工、杂散电流或其他异常环境条件有害影响的位置；（e）选定可供定期检测的区域。

10.1.1.4 调试阴极保护系统时宜进行足够的试验，以确保准则依然满足，并且再次评估该系统对其他构筑物或绝缘点的干扰情况。

10.2 在每个阴极保护系统通电和（或）调试后，宜进行一次检测，以确定是否满足第6节中的一项或几项适用准则的要求。

10.3 宜每年对阴极保护系统的有效性进行一次检测。按阴极保护影响因素的变化、安全考虑及监测的经济考虑，更长或更短的检测时间间隔也可能是合适的。

10.4 为保证阴极保护装置正常运行和维护，宜按下述规定对它们进行检测和测试：

10.4.1 每隔两月对所有强制电流电源进行一次检查，宜适当确定检测时间间隔长短。其运行正常的表征宜是电流输出、正常的功耗、正常运行的指示，或者是管线上阴极保护水平达到令人满意的状态。

10.4.2 作为预防性维护项目的一部分，宜每年检测一次所有强制电流保护装置，将在役设备的故障降至最小。宜适当确定检测时间间隔长短。检测工作可包括电气故障、安全接地、计量精度、效率和线路电阻。

10.4.3 逆流开关、二极管、干扰接头以及其他保护性设施的损坏将会危及对构筑物的保护；为保证正常运行，建议每隔两月进行一次检测，宜适当确定时间间隔的长短。

10.4.4 在定期检测中宜对绝缘装置、电连续性接头和套管绝缘的有效性予以评价，通过电测量可以实现这种评价。

10.5 在管线未涂敷防腐层处，宜检查腐蚀的迹象；而对有外防腐层处，则宜检查外防腐层状况。

10.6 用于获得各种电性能测量数据的试验设备宜为合适型号的设备。仪表和有关的设备宜保持良好的工作状态，并对其精度进行检查。

10.7 当定期的试验和检验表明阴极保护已不足时，宜采取补救措施。这些措施可包括如下项目：

10.7.1 修理、更换或调整阴极保护系统的部件；

10.7.2 在需要附加阴极保护的区域提供阴极保护的附加设施；

10.7.3 如果有必要，通过彻底清除并对构筑物正确涂敷防腐层，获得阴极保护；

10.7.4 修理、更换或调整电连接接头和干扰接头；

10.7.5 去除易造成事故的金属连接；

10.7.6 修理有缺陷的绝缘装置。

10.8 在套管和输送管之间的短路可导致套管外部管线的阴极保护不充分，这是由于减少了流入管线的保护电流。

10.8.1 当短路导致套管外侧管线的阴极保护不充分时，必须采取措施把阴极保护恢复到为满足阴极保护准则所需要的水平。这些措施包括去除套管与输送管间的短路，附加阴极保护，或者改善套管外部管线上防腐层的质量。这些措施中没有一项能确保在套管内侧的输送管上不会发生外腐蚀，但是，套管短路也不一定会导致套管内输送管道的外腐蚀。

10.9 当检测出对阴极保护电流有电屏蔽影响时，宜评价这种情况并采取适当的措施。

第11章 腐蚀控制记录

11.1 引言

11.1.1 本章叙述了外腐蚀控制的记录，该记录需以清晰、简明、可行的方式，提供与设计、安装、操作、维护及外腐蚀控制措施有效性相关的数据。

11.2 确定是否需要外腐蚀控制的相关记录项目：

11.2.1 腐蚀泄漏、断裂和管道更换；

11.2.2 当埋地构筑物暴露时，观察到的管和外防腐层的状况。

11.3 与构筑物设计相关的记录项目：

11.3.1 外防腐层材料及应用规范；

11.3.2 绝缘装置、试验导线和其他试验装置的设计和位置，以及其他外腐蚀控制专门措施的详细资料。

11.4 与外腐蚀控制设备的设计相关的记录项目：

11.4.1 电流需要量的试验结果；

11.4.2 土壤电阻率勘测的结果；

11.4.3 外部构筑物的位置；

11.4.4 干扰测试、干扰接头设计和逆流开关的安装。

11.4.4.1 干扰测试计划、与腐蚀控制协调委员会的函件，以及与有关公司的直接通信。

11.4.4.2 所进行的干扰测试记录，包括测试位置，有关公司的名称和结果。

11.5 与外腐蚀控制设备安装相关的记录项目：

11.5.1 阴极保护设备的安装：

11.5.1.1 强制电流系统：

11.5.1.1.1 安装位置和交付使用的日期；

11.5.1.1.2 阳极的数量、型号、尺寸、埋深、填包料和阳极间距；

11.5.1.1.3 整流器或其他能源的规格；

11.5.1.1.4 电缆尺寸和绝缘类型。

11.5.1.2 牺牲阳极系统：

11.5.1.2.1 安装位置和交付使用的日期；

11.5.1.2.2 阳极的数量、型号、尺寸、填包料和阳极间距；

11.5.1.2.3 导线尺寸和绝缘类型。

11.5.2 减缓干扰设施的安装：

11.5.2.1 安装干扰接头的详细资料：

11.5.2.1.1 有关公司的地点和名称；

11.5.2.1.2 电阻值或其他相关数据；

11.5.2.1.3 排流的大小和极性。

11.5.2.2 逆流开关的详细资料：

11.5.2.2.1 有关公司的地点和名称；

11.5.2.2.2 逆流开关或有关装置类型；

11.5.2.2.3 说明进行有效操作调节的数据。

11.5.2.3 其他维修措施的详细资料。

11.6 宜保存调查、检测和试验的记录，以证明已满足干扰控制和阴极保护的适用准则。

11.7 与外腐蚀控制设施维护相关的记录项目：

11.7.1 阴极保护设施的维护：

11.7.1.1 整流器和其他直流电源的修理；

11.7.1.2 阳极、接头、导线和电缆的修理或更换。

11.7.2 干扰接头和逆流开关的维护：

11.7.2.1 干扰接头的维护；

11.7.2.2 逆流开关或类似设施的修理。

11.7.3 外防腐层、绝缘设施、试验导线或其他试验设备的维护、修理和更换。

11.8 只要有关的设施仍在役使用，宜保存证明外腐蚀控制措施必要性和有效性的评价记录。其他有关的外腐蚀控制记录也宜保存一定期限以满足各公司的需要。

参考文献

1. NACE Standard RP0572 (latest revision), "Design, Installation, Operation, and Maintenance of Impressed Current Deep Groundbeds" (Houston, TX: NACE) .
2. NACE Standard RP0177 (latest revision), "Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems" (Houston, TX: NACE) .
3. NACE Standard RP0285 (latest revision), "Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection" (Houston, TX: NACE) .
4. NACE Standard RP0186 (latest revision), "Application of Cathodic Protection for Well Casings" (Houston, TX: NACE) .
5. NACE Standard RP0286 (latest revision), "The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines" (Houston, TX: NACE) .
6. NACE Standard RP0387 (latest revision), "Metallurgical and Inspection Requirements for Cast Sacrificial Anodes for Offshore Applications" (Houston, TX: NACE) .
7. NACE Standard RP0188 (latest revision), "Discontinuity (Holiday) Testing of Protective Coatings" (Houston, TX: NACE) .

8. NACE Publication TPC 11 (latest revision) , “A Guide to the Organization of Underground Corrosion Control Coordinating Committees” (Houston, TX: NACE) .
9. NACE Standard TM0497 (latest revision) , “Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping Systems” (Houston, TX: NACE) .
10. ANSI / AWWA C 203 (latest revision) , “Standard for Coal—Tar Protective Coatings and Linings for Steel Water Pipelines—Enamel and Tape—Hot Applied”(Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA) .
11. NACE Standard RP0375 (latest revision), “Wax Coating Systems for Underground Piping Systems” (Houston, TX: NACE) .
12. NACE Standard MR0274 (latest revision) , “Material Requirements for Polyolefin Cold —Applied Tapes for Underground Submerged Pipeline Coatings” (Houston, TX: NACE) .
13. ANSI / AWWA C 214 (latest revision) , “Tape Coating Systems for the Exterior of Steel Water Pipelines” (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA) .
14. ANSI / AWWA C 209 (latest revision) , “Cold—Applied Tape Coatings for the Exterior of Special Sections, Connections, and Fittings for Steel Water Pipelines” (Washington, DC: ANSI and Denver: CO: AWWA) .
15. Ronald Bianchetti, ed., Peabody’s Control of Pipeline Corrosion, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 2000) .
16. ANSI / AWWA C 213 (latest revision) , “Fusion—Bonded Epoxy Coating for the Interior and Exterior of Steel Pipelines” (Washington, DC: ANSI and Denver: CO: AWWA) .
17. API RP 5L7 (latest revision) , “Recommended Practices for Unprimed Internal Fusion

Bonded Epoxy Coating of Line Pipe” (Washington, DC: API) .

18. CSA Z245.20M (latest revision) , “External Fusion Bond Epoxy Coated Steel Pipe”
(Toronto, ON: CSA) .

19. NACE Standard RP0190 (latest revision) , “External Protective Coatings for Joints,
Fittings, and Valves on Metallic Underground or Submerged Pipelines and Piping Systems”
(Houston, TX: NACE) .

20. NACE Standard RP0185 (latest revision) , “Extruded Polyolefin Resin Coating Systems
with Soft Adhesives for Underground or Submerged Pipe” (Houston, TX: NACE) .

21. DIN 30 670 (latest revision) , “Polyethylene—Coatings for Steel Pipes and Fittings
Requirements and Testing” (Berlin, Germany: DIN) .

22. ANSI / AWWA C 215 (latest revision) , “Extruded
Polyolefin Coatings for the Exterior of Steel Water Pipe Lines” (Washington, DC: ANSI and
Denver, CO: AWWA) .

23. ASTM G 128 (latest revision) , “Control Of Hazards And Risks In Oxygen Enriched
Systems” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

24. NACE Standard RP0274 (latest revision) , “High— Voltage Electrical Inspection of
Pipeline Coatings Prior to Installation” (Houston, TX: NACE) .

25. ASTM G 8 (latest revision) , “Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline
Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

26. ASTM G 19 (latest revision) , “Standard Test Method for Disbonding Characteristics of
Pipeline Coatings by Direct Soil Burial” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

27. ASTM G 42 (latest revision) , “Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline

Coatings Subjected to Elevated Temperatures” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

28. ASTM G 95 (latest revision) , “Test Method for Cathodic Disbondment Test of Pipeline Coatings (Attached Cell Method) ” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

29. ASTM G 9 (latest revision) , “Standard Test Method for Water Penetration into Pipeline Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

30. ASTM G 17 (latest revision) , “Standard Test Method for Penetration Resistance of Pipeline Coatings (Blunt Rod) ” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

31. ASTM D 2240 (latest revision) , “Standard Test Method for Rubber Property—Durometer Hardness” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

32. ASTM G 13 (latest revision) , “Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Limestone Drop Test) ” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

33. ASTM G 14 (latest revision) , “Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Falling Weight Test) ” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

34. M. Romanoff, Underground Corrosion (Houston, TX: NACE, 1989) .

35. ASTM D 427 (latest revision) , “Test Method for Shrinkage Factors of Soils by the Mercury Method” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

36. ASTM D 543 (latest revision) , “Resistance of Plastics to Chemical Reagents” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

37. Federal Test Standard No. 406A, Method 7011 (latest revision) , “Test Method for Resistance of Plastics to Chemical Reagents” (Washington, DC: General Services Administration) .

38. ASTM G 20 (latest revision) , “Standard Test Method for Chemical Resistance of Pipeline

Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

39. ASTM D 2304 (latest revision) , “Standard Test Method for Thermal Endurance of Rigid Electrical Insulating Materials” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

40. ASTM D 2454 (latest revision) , “Determining the Effect of Overbaking on Organic Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

41. ASTM D 2485 (latest revision) , “Standard Test Methods for Evaluating Coatings for High –Temperature Service” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

42. ASTM G 18 (latest revision) , “Standard Test Method for Joints, Fittings, and Patches in Coated Pipelines” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

43. ASTM G 55(latest revision), “Standard Test Method for Evaluating Pipeline Coating Patch Materials” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

44. ASTM G 21 (latest revision) , “Standard Practice for Determining Resistance of Synthetic Polymetric Materials To Fungi” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

45. Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 (latest revision) , “Test Method for Mildew Resistance of Plastics by Mixed Culture Method(Agar Medium)” (Washington, DC: General Services Administration) .

46. ASTM G 11 (latest revision) , “Standard Test Method for Effects of Outdoor Weathering on Pipeline Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

47. ASTM G 6 (latest revision) , “Standard Test Method for Abrasion Resistance of Pipeline Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

48. ASTM G 10 (latest revision) , “Standard Test Method for Specific Bendability of Pipeline Coatings” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

49. ASTM G 2197(latest revision) , “Test Method for Adhesion of Organic Coatings by Scrape Adhesion” (West Conshohocken, PA: ASTM) .

附录A 干扰测试

β 曲线是以动态（振荡）的干扰电流或相关成比例的电压为纵坐标，以被干扰构筑物选定位处的构筑物/土壤电位值为横坐标所绘制的曲线。如果其相互关系是线性的，则曲线将说明在构筑物/土壤电压测量的区域被干扰构筑物在接收或释放电流。动态干扰研究包括许多 β 曲线图，以寻找干扰电流的最大放电点。当采取纠正措施后，最大放电电流的相互关系变为在暴露区已达到电流流入时，干扰问题就解决了。这些纠正措施可以通过金属连接和其他干扰控制技术达到。

附录B 确定可能的腐蚀速率和运行维护费用的方法

管线系统的维护可以包括修理腐蚀泄漏点，和全部或部分地检修或更换管线系统。

为了估计所需的费用，有必要确定腐蚀可能性和腐蚀发展速率。常用的预测腐蚀可能性和腐蚀速率的方法如下：

（a）研究所考察的管线系统或者同样材料的系统在相同区域或相似环境下的腐蚀历史，积累泄漏频率曲线是具有一定价值的。

（b）研究管线系统周围环境：电阻率、pH 值和成份。在一定程度上也可采用氧化还原电位试验。一旦确定了环境的性质，就可以参考类似的金属构筑物在类似的环境条件下的实际腐蚀经验，据此来估计其可能的腐蚀性。在这样的研究中，宜考虑因灌溉、腐蚀性物质泄漏、污染和土壤湿度含量季节性变化而可能导致的环境变化。

（c）利用对管道的外观检验和（或）利用测试管道机械或电性能状况的仪器，研究管线系统的

腐蚀。宜仔细确定和记录管线系统的状况，并记录每次管线开挖部分的情况和原因。

(d) 保存如下记录：详细记录泄漏地点、土壤研究、构筑物/电解质电位调查、地表电位调查、管线电流研究和管道壁厚调查，此记录可用作找出最大腐蚀区域的指南。

(e) 现有数据的统计处理。

(f) 压力试验的结果。在特定条件下，它们可以帮助确定现存的腐蚀。

附录C 腐蚀的间接费用

除了由腐蚀导致的直接费用外，可能还包括的费用有：

- (a) 公众责任索赔；
- (b) 财产损失索赔；
- (c) 自然设施损坏，如城市给水或灌溉给水、森林、公园、风景区；
- (d) 遗留于附近的产品清理；
- (e) 设备停车和启动费用；
- (f) 产品丢失的费用；
- (g) 由于工作中断导致收益损失；
- (h) 由于工作中断导致的合同或信誉损失；
- (i) 管线系统的回收或折余价值的损失。

附录D 腐蚀控制费用

用于保护地下或水下金属构筑物的费用，一般是指完全或部分的阴极保护，或外防腐层附加阴极保护的費用。其他的腐蚀控制费用还包括：

- (a) 为避开已知的腐蚀环境而把管线迁移（这可能包括在地面管线安装）；

- (b) 管线系统的检修和施加外防腐层；
- (c) 耐蚀材料的使用；
- (d) 筛选或添加缓蚀剂；
- (e) 为限制可能产生的电偶作用采用的电绝缘；
- (f) 提出管线内或管线上可能加速腐蚀的调整措施。

翻译人：于哲（中国石油规划总院）

审核人：卢绮敏