ICS 75.200
E 98

中华人民共和国国家标准

GB/T 21447—2018
代替 GB/T 21447—2008

钢质管道外腐蚀控制规范

Specifications for steel pipeline external corrosion control

2018-02-06 发布　　2018-09-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅰ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 1
4　基本规定 …… 3
5　防腐层设计 …… 4
6　阴极保护设计 …… 5
7　干扰防护 …… 8
8　施工与验收 …… 10
9　运行及维护管理 …… 11
10　腐蚀控制记录 …… 14

前　言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 GB/T 21447—2008《钢质管道外腐蚀控制规范》，与 GB/T 21447—2008 相比，除编辑性修改外主要技术变化如下：

——修订了本标准的适用范围(见第 1 章)；

——增加了 5 个术语(见 3.1、3.5、3.11、3.12 和 3.13)；

——修订、增加环境腐蚀性测定方法和分级评价指标(见 4.3)；

——修订了防腐层设计的一般规定，并增加陆上埋地及水下管道防腐层、陆上地上管道防腐层、海底管道防腐层的规定(见 5.1、5.2、5.3 和 5.4)；

——修订了陆上管道阴极保护准则，并增加了海底管道的阴极保护内容(见 6.1.2、6.2)；

——增加了干扰控制的一般规定，修订了交直流干扰的判断指标和防护效果评价指标(见 7.1、7.2.1、7.3.1)；

——修订了施工与验收内容(见第 8 章)；

——调整运行及维护管理内容，并增加检测与评价相关内容(见第 9 章)。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本标准起草单位：大庆油田工程有限公司、中国石油规划总院、中国石油天然气管道工程有限公司、中海油研究总院、中国石油集团工程技术研究院、中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司、中国石油天然气管道分公司、中石油西南油气田分公司安全环保与技术监督研究院。

本标准主要起草人：杨春明、张昆、刘芳、黄春蓉、黄留群、韩文礼、胡丽华、韦振光、罗锋、滕延平、张平、秦林、符中欣、张贻刚、李双林、张宝良、徐华天、张荣兰。

本标准的历次版本发布情况为：

——GB/T 21447—2008。

钢质管道外腐蚀控制规范

1 范围

本标准规定了钢质管道(以下简称管道)外腐蚀控制工程设计、施工及管理等应遵循的最低要求,包括基本规定、防腐层设计、阴极保护设计、干扰防护、施工与验收、运行及维护管理等内容。

本标准适用于陆上和海底新建、扩建及改建的输送介质温度低于100 ℃的油、气、水管道的外腐蚀控制。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 8923.1 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定 第1部分:未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材表面的锈蚀等级和处理等级

GB/T 19292.1 金属和合金的腐蚀 大气腐蚀性 分类

GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法

GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范

GB/T 23257 埋地钢质管道聚乙烯防腐层

GB 32167 油气输送管道完整性管理规范

GB/T 50538 埋地钢质管道防腐保温层技术标准

GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准

GB 50991 埋地钢质管道直流干扰防护技术标准

GB/T 51172 在役油气管道工程检测技术规范

GB/T 35988 石油天然气工业海底管道阴极保护

SY/T 0029 埋地钢质检查片应用技术规范

SY/T 0087.1 钢制管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价

SY/T 0315 钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术规范

SY/T 0407 涂装前钢材表面处理规范

SY/T 0414 钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准

SY/T 0447 埋地钢质管道环氧煤沥青防腐层技术标准

SY/T 5918 埋地钢质管道外防腐层修复技术规范

SY/T 6854 埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准

SY/T 6878 海底管道牺牲阳极阴极保护

SY/T 6964 石油天然气站场阴极保护技术规范

SY/T 7036 石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范

SY/T 7041 钢质管道聚丙烯防腐层技术规范

SY/T 7347 油气架空管道防腐保温技术标准

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

腐蚀控制　corrosion control

改进腐蚀体系以减轻腐蚀损伤的措施。

3.2

电解质　electrolyte

含有在电场中可以迁移离子的化学物质，在本规范中指邻近和接触埋地或水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。

3.3

极化电位　polarized potential

消除由阴极保护电流或其他电流所引起的 IR 降误差后管道对电解质的电位。

3.4

电绝缘　electric isolation

与其他金属构筑物或环境呈电气隔离的状态。

3.5

飞溅区　splash zone

由于波浪和潮汐的作用，周期性地浸入水中或露出水面的构筑物的外表面。

3.6

屏蔽　shielding

阻止阴极保护电流按预定的路线流通。

3.7

干扰　interference

由于杂散电流的作用而对管道产生的电扰动。

3.8

保护率　coverage range of protection

对所辖管道施加阴极保护后，满足阴极保护准则部分的比率。

3.9

运行率　percentage of effectiveness operation

年度内阴极保护有效投运时间与全年时间的比率。

3.10

保护度　degree of protection

通过保护措施实现的腐蚀损伤减小的百分数。

3.11

直接评价　direct assessment；DA

一种采用结构化过程的完整性评价方法，即通过整合管道物理特性、系统的运行记录或检测、检查和评价结果的管道等信息，给出预测性的管道完整性评价结论。

3.12

破损点　fault

防腐层上的机械损伤、露铁点等防腐层缺陷。

3.13

海底管道　subsea pipeline

包括立管及位于最高潮位的水面以下的管道。

4 基本规定

4.1 应根据管道预期服役年限、工程安全要求和经济性等因素，进行管道外腐蚀控制：

a) 新建管道：应采用外防腐层（以下简称防腐层）或防腐层联合阴极保护。调查表明不需要腐蚀控制的，可不采用。

b) 已建有防腐层无阴极保护的埋地或水下管道：调查表明需要加强腐蚀控制，宜增加阴极保护。

c) 已建无外腐蚀控制管道：应检测评价管道系统的腐蚀状况，并根据评价结果确定采取的腐蚀控制措施。

4.2 腐蚀控制方法的选择应考虑如下因素：

a) 环境的腐蚀性；

b) 管道特性；

c) 运行工况；

d) 施工条件；

e) 环境敏感性；

f) 运行维护需求；

g) 管道预期服役年限；

h) 经济性。

4.3 管道所处环境的腐蚀性等级划分应符合下列规定：

a) 大气腐蚀性等级划分应符合表1的规定。当大气的年腐蚀速率难以获取时，应按GB/T 19292.1有关规定划分大气腐蚀性等级。

表1 大气腐蚀性分级

大气腐蚀性分级	很低	低	中等	高	很高（工业）	很高（海洋）
第一年的腐蚀速率 V_{corr}/(μm/a)	≤1.3	1.3<V_{corr}≤25	25<V_{corr}≤50	50<V_{corr}≤80	80<V_{corr}≤200	80<V_{corr}≤200

b) 土壤腐蚀性的测定可采用土壤电阻率，并按照表2的规定划分等级。也可采用试片失重法和腐蚀坑深法，按表3的规定划分等级。含细菌土壤的腐蚀等级，可按表4的规定划分等级。

表2 按电阻率划分土壤腐蚀性等级

等 级	弱	中	强
土壤电阻率/(Ω·m)	>50	20～50	<20

表3 按腐蚀速率划分土壤腐蚀性等级

等 级	弱	较弱	中	较强	强
平均腐蚀速率（试片失重法） g/(dm²·a)	<1	1～3	3～5	5～7	>7
最大腐蚀速率（腐蚀坑深测试法） mm/a	<0.1	0.1～0.3	0.3～0.6	0.6～0.9	>0.9

表 4　按土壤细菌腐蚀划分等级

腐蚀级别	弱	中	较强	强
氧化还原电位/mV	≥400	200～400	100～200	<100

5　防腐层设计

5.1　一般规定

5.1.1　钢质管道外防腐层应具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。

5.1.2　选择防腐层时应考虑下列主要因素：

a）　环境类型(大气、土壤、水下等)；

b）　管道材质、管径、长度及预期服役年限；

c）　管道系统的可接近性；

d）　管道系统的运行温度和施工温度；

e）　管道敷设区域以及位置；

f）　管道敷设及连接方式；

g）　防腐层对钢管表面处理要求；

h）　经济性；

i）　搬运与储存。

5.1.3　埋地、水下及海底敷设的管道，选择防腐层时除考虑 5.1.2 的因素外还应考虑下列因素：

a）　与阴极保护的兼容性；

b）　土壤应力，包括冷热循环带来的应力；

c）　在岩石区、非开挖穿越施工中或其他外力影响下抗机械损伤的性能；

d）　抗冲击损伤的性能；

e）　大气与土壤界面段的影响；

f）　与管道配重层的匹配性。

5.2　埋地及水下管道防腐层

5.2.1　埋地及水下管道防腐层除应具备 5.1.1 规定的基本性能外，还具有良好的耐土壤应力性能，并应与阴极保护相匹配。

5.2.2　管道低温环境施工时，防腐层还应具备良好的低温施工性能。

5.2.3　石方段管道及施工过程易造成防腐层损伤的管段宜采取保护措施，保护措施包括但不限于细土回填、加厚防腐层、防腐层保护层等。保护层选择时宜考虑下列因素：

a）　与管道防腐层在化学和物理性能上应相匹配；

b）　保护层不应对阴极保护有效性产生不利影响。

5.2.4　埋地与水下管道防腐层，选用以下管道外防腐层时，应执行下列标准。

a）　挤压聚乙烯防腐层应符合 GB/T 23257 的规定；

b）　挤压聚丙烯防腐层应符合 SY/T 7041 的规定；

c）　熔结环氧防腐层应符合 SY/T 0315 的规定；

d）　聚烯烃冷缠带防腐层应符合 SY/T 0414 的规定；

e) 无溶剂液体环氧防腐层应符合 SY/T 6854 的规定；
f) 环氧煤沥青防腐层应符合 SY/T 0447 的规定。

5.3 地上管道防腐层

5.3.1 地上管道防腐层除应具备 5.1.1 规定外，还应具备较强的耐候性能。
5.3.2 大气环境、绝热层下管道防腐层应根据管道运行温度、预期服役年限、环境腐蚀性进行选择。
5.3.3 站场管道外防腐层宜按 SY/T 7036 执行，埋地保温管道防腐层宜按 GB/T 50538 执行，线路跨越管道外防腐层宜执行 SY/T 7347。

5.4 海底管道防腐层

5.4.1 平管段防腐层除应具备 5.1.1 性能外，还应满足抗海水和海泥腐蚀性要求，以及静水压和机械强度要求。
5.4.2 立管的大气区、飞溅区和全浸区可采用不同的防腐层类型和结构。大气区和飞溅区除了满足 5.1.1的性能要求外还应具有良好的耐候性，立管飞溅区防腐层还应具有良好的耐冲击和耐磨性能。
5.4.3 弯管和现场补口防腐层的选择应与海底管道防腐层相匹配。有配重层或保温层的海底管道，现场补口应由防腐层和填充物组成。

6 阴极保护设计

6.1 陆上管道

6.1.1 一般规定

6.1.1.1 埋地油气长输管道、油气田外输管道和油气田内集输干线管道应采用阴极保护；其他埋地管道宜采用阴极保护。
6.1.1.2 阴极保护应与防腐层联合实施。
6.1.1.3 阴极保护工程应与主体工程同时勘察、设计、施工和投运，当阴极保护系统在管道埋地三个月内不能投入运行时，应采取临时性阴极保护措施；在强腐蚀性土壤环境中，应在管道埋地时施加临时阴极保护措施；临时阴极保护措施应维持至永久阴极保护系统投运；对于受到直流杂散电流干扰影响的管道，阴极保护（含排流保护）应在三个月之内投入运行。
6.1.1.4 埋地或水下管道阴极保护可采用强制电流法、牺牲阳极保护法或两种方法的结合，应依据工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素，经济合理地选用。
6.1.1.5 设计时应考虑高温、防腐层剥离、隔热保温层、屏蔽、细菌侵蚀及电解质的异常污染等特殊条件下阴极保护可能无效或部分无效情况。
6.1.1.6 被保护管道应和其他金属构筑物电绝缘，无法实现电绝缘时，应考虑阴极保护电流流失。
6.1.1.7 并行或交叉管道的保护，应符合以下原则：

a) 并行管道采用联合阴极保护时，宜在汇流点及其他适当位置设置跨接线；并行管道分别实施阴极保护时，宜选择各自适宜的阳极地床方式或位置，避免相互之间的干扰；当存在干扰时应采取防治措施。
b) 被保护管道与其他埋地管道交叉时，二者间的净垂直距离不应小于 0.3 m。当小于 0.3 m 时，两者间应设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉管道之间的电绝缘。同时，两管道在交叉点两侧各延伸 10 m 以上的管段上，应确保管道防腐层无缺陷。

6.1.2 阴极保护准则

6.1.2.1 无 IR 降阴极保护电位 E_{IRfree} 应满足式(1)要求：

$$E_l \leqslant E_{IRfree} \leqslant E_p \quad \cdots\cdots(1)$$

式中：

E_l ——为限制临界电位；

E_p ——金属腐蚀速率小于 0.01 mm/a 时的最小保护电位；

E_{IRfree} ——无 IR 降阴极保护电位。

6.1.2.2 阴极保护电位宜满足表 5 要求。

表 5 金属材料在土壤、水中的自然电位、最小保护电位和限制临界电位[1,2]

金属或合金	环境条件	自然电位（参考值）E_{COR}/V	最小保护电位（无 IR 降）E_p/V	限制临界电位（无 IR 降）E_l/V
碳钢、低合金钢和铸铁	一般土壤和水环境	−0.65～−0.40	−0.85	[a]
	40 ℃<T<60 ℃的土壤和水环境	—	[b]	[a]
	T>60 ℃的土壤和水环境[c]	−0.80～−0.50	−0.95	[a]
	T<40 ℃，100<ρ<1 000 Ω·m 含氧的土壤和水环境	−0.50～−0.30	−0.75	[a]
	T<40 ℃，ρ>1 000 Ω·m 含氧的土壤和水环境	−0.40～−0.20	−0.65	[a]
	存在硫酸盐还原菌腐蚀风险的缺氧的土壤和水环境	−0.80～−0.65	−0.95	[a]
PREN<40 的奥氏体不锈钢	环境温度下，中性和碱性的土壤与水环境	−0.10～+0.20	−0.50	[d]
PREN>40 的奥氏体不锈钢		−0.10～+0.20	−0.30	—
马氏体和双相不锈钢		−0.10～+0.20	−0.50	[e]
不锈钢	环境温度下的酸性土壤和水	−0.10～+0.20	[e]	[e]
铜	环境温度下，土壤和水环境	−0.20～0.00	−0.20	—
镀锌钢		−1.10～−0.00	−1.20	—

注 1：所有电位无 IR 降的，且相对于铜/饱和硫酸铜参比电极（CSE，下同）。

注 2：管道寿命期内，应考虑管道周围介质电阻率变化。

[a] 对于高强度非合金钢和屈服强度超过 550 N/mm² 的低合金钢，临界限制电位值应有文件证明或实验确定。

[b] 温度为 40 ℃～60 ℃时，最小保护电位值可在 40 ℃的电位值（−0.65 V，−0.75 V，−0.85 V 或−0.95 V）与 60 ℃的电位值（−0.95 V）之间通过线性插值法确定。

[c] 高 pH 值应力腐蚀开裂风险随温度升高而增加。

[d] 如果存在马氏体和铁素体相，应有文件证明或通过实验确定氢脆危害风险。

[e] 应由文献或实验确定。

6.1.2.3 管道防腐层的限制临界电位 E_l 不应负于−1.20 V（CSE），并防止防腐层出现阴极剥离、起泡、管体氢脆现象。

6.1.2.4 当表 5 的阴极保护准则无法达到时，也可采用阴极电位负向偏移最少 100 mV 的准则。100 mV 阴极电位偏移准则不应用于温度大于 40 ℃的环境、含硫酸盐还原菌的土壤、存在干扰电流、平衡电流和大地电流的情形，存在外部应力腐蚀风险的情形，以及管道连接处或者由多种金属组成的部件。

6.1.2.5 可采用具备良好的电位稳定性、极化小的金属材料或结构，在确认其相对于铜/饱和硫酸铜参比电极的电位后，代替铜/饱和硫酸铜参比电极。

6.1.2.6 交流干扰下的阴极保护准则

a) 在存在交流干扰的管道，应测试交流感应电压和(或)交流电流密度，评估交流干扰程度。

b) 对存在交流干扰的管道，阴极保护电位除应满足表1要求之外，还应满足GB/T 50698的有关规定。

c) 交流干扰防护措施及防护效果应满足GB/T 50698的有关规定。

6.1.2.7 直流干扰下的阴极保护准则

a) 当管道遭受直流干扰影响时，应采取防护措施。

b) 直流干扰防护措施及防护效果应满足GB 50991的有关规定。

6.1.2.8 阴极保护效果也可通过腐蚀状况检查或检查片腐蚀速率测试方法判定阴极保护的有效性：

a) 腐蚀状况检查，包括被保护管道的外观检查，腐蚀类型、腐蚀产物分析，腐蚀深度和金属壁厚测试等，所获结果应表明腐蚀程度没有超出被保护管道使用寿命所允许的限度。

b) 检查片腐蚀速率测试。检查片腐蚀速率测试结果应限制在允许的范围内。

6.1.3 埋地管道线路阴极保护应执行GB/T 21448。站场埋地管道阴极保护应执行SY/T 6964。

6.2 海底管道

6.2.1 一般规定

6.2.1.1 位于全浸区的海底管道，应采用阴极保护系统对管道提供足够的保护，阴极保护方式可采用牺牲阳极或外加电流。

6.2.1.2 与受阴极保护的陆上管道直接相接的短距离海底管道或其支管的阴极保护设计宜执行GB/T 21448。

6.2.2 海底管道的阴极保护效果应满足表6的要求。

表6 海底管道阴极保护电位判据

材料		最正阴极保护电位/V	最负阴极保护电位[a]/V
碳钢	浸没在海水中	−0.80	−1.10[b]
	埋设在海泥中	−0.90[f]	−1.10[b]
奥氏体不锈钢[g]	PREN≥40[c]	−0.30[d]	−1.10
	PREN<40[c]	−0.50[d]	−1.10
双相不锈钢		−0.50[d]	[e]
马氏体不锈钢[13%Cr]		−0.50[d]	[e]

注：表中电位是相对饱和甘汞电极电极(SCE)的电位，当海水电阻率为30 Ω·cm时，SCE电极电位等效于Ag/AgCl/海水电极电位。

[a] 阴极电位限制应同时确保阴极保护系统对管道涂层不产生不良影响。

[b] 对于高强钢管道系统(SMYS > 550 MPa)，应确定不产生氢脆的最负阴极保护电位。

[c] PREN = %Cr + 3.3%[Mo+0.5 W] + 16%N。

[d] 对于不锈钢，最正阴极电位同时适用于含氧和无氧条件。

[e] 根据强度、特殊金相条件和服役环境中承受的压力等级不同，合金易发生氢脆和开裂。如果存在氢脆风险，则宜避免阴极电位低于−0.8 V。

[f] 考虑了SRB菌作用和管道温度>60 ℃的情况。

[g] 如果不锈钢材料的金相结构不完全为奥氏体，则该不锈钢易发生氢致开裂（HISC），宜避免阴极电位过负。

6.2.3 海底管道阴极保护设计应满足 GB/T 35988 的要求。

7 干扰防护

7.1 一般规定

7.1.1 管道与高压直流换流站接地极、直流牵引系统、高压交流变电站(所)等强干扰源应相互避让远离。

7.1.2 电力、铁路、地铁、管道等工程设计中,应充分考虑管道可能受到的干扰影响,并对管道上可能产生的杂散电流腐蚀和对腐蚀控制系统的影响进行分析和评估。

7.1.3 对管道造成干扰影响的干扰源方,应根据国家现行有关标准采取减轻干扰的措施,并应为管道干扰的调查测试和防护工作提供支持。

7.1.4 在干扰区域,宜由被干扰方、干扰源方及其他有关各方,组成防干扰协调机构,对干扰进行统一测试和评价,协调设计干扰防护措施并分别实施和管理。

7.1.5 当确认管道受干扰影响和危害时,应采取与干扰程度相适应的防护措施。

7.1.6 在同一条或同一系统的管道中,根据实际情况可采用一种或多种防护措施。

7.1.7 受干扰影响的管道可安装检查片、极化探头或电阻探针。

7.2 直流干扰

7.2.1 直流干扰的判断应符合下列规则:

a) 对在设计阶段的新建管道可采用管道两侧的土壤直流电位梯度判断,当土壤直流电位梯度>0.5 mV/m 时,确认存在直流杂散电流;当土壤电位梯度≥2.5 mV/m 时,应评估管道敷设后可能受到的直流干扰影响,根据评估结果预设干扰防护措施。

b) 对已建管道宜采用在没有阴极保护电流时管地电位相对于自然电位的偏移值进行判断,当任意点上的管地电位相对于自然电位正向或负向偏移超过 20 mV,应确认存在直流干扰;当任意点上管地电位相对于自然电位正向偏移≥100 mV 时,应及时采取干扰防护措施。

c) 已投运阴极保护的管道,当干扰导致管道不满足保护准则时,应及时采取干扰防护措施。

d) 可根据干扰程度和受干扰位置随时间变化的情况,判定干扰的形态属动态干扰或静态干扰。

7.2.2 管道侧应根据调查与测试的结果,选择排流保护、阴极保护、防腐层修复、等电位连接、绝缘隔离、绝缘装置跨接和屏蔽等干扰防护措施,防护措施的选取应考虑下列因素:

a) 干扰来源及干扰源与管道相互位置关系;

b) 干扰的形态和程度;

c) 干扰的范围及管道阳极区、管道阴极区和管道交变区的位置;

d) 管道周围地形、地貌和土壤电阻率等环境因素;

e) 管道防腐层绝缘性能;

f) 管道已有干扰防护措施及干扰防护措施的防护效果。

7.2.3 当调整被干扰管道的阴极保护系统不能减轻干扰影响时,应采取排流保护及其他防护措施。

7.2.4 干扰防护措施实施后,应进行干扰防护效果评定测试,采取干扰防护措施后应满足下列要求:

a) 对于干扰防护系统中的管道及其他共同防护构筑物,管地电位应达到阴极保护电位标准或者达到或接近未受干扰时的状态;

b) 对于干扰防护系统中的管道及其他共同防护构筑物,管地电位最大负值不宜超过管道所允许的最大保护电位;

c) 不宜对干扰防护系统以外的埋地管道或金属构筑物产生不可接受的干扰;

d) 在复杂干扰情况下,如果评定测试的结果未能满足上述 a)、b)、c)要求时,可通过电位正向偏

移平均值比进一步评定，干扰防护效果的评定指标应符合 GB 50991 的规定。

7.2.5 直流干扰的调查与测试和采取的干扰防护措施应符合 GB 50991 的规定。

7.3 交流干扰

7.3.1 当管道上的交流干扰电压不高于 4 V 时，可不采取交流干扰防护措施；高于 4 V 时，应采用交流电流密度进行评估，交流干扰程度的判断指标应符合表 7 的规定。

表 7 交流干扰程度的判断指标

交流干扰程度	弱	中	强
交流电流密度/(A/m^2)	＜30	30～100	＞100

7.3.2 当交流干扰程度判定为“强”时，应采取交流干扰防护措施；判定为“中”时，宜采取交流干扰防护措施；判定为“弱”时，可不采取交流干扰防护措施。

7.3.3 管道侧防护措施应根据调查与测试的结果，选择集中接地、故障屏蔽、固态去耦合器接地、接地垫等干扰防护措施；干扰防护措施不得对管道阴极保护的有效性造成不利影响。防护措施的选取应考虑下列因素：

a) 管道所受瞬间强电冲击干扰、持续干扰的影响情况和减缓目标；
b) 干扰源来源及干扰源与管道相互位置关系；
c) 管道外防腐层绝缘性能及管道上阴极保护设备、绝缘接头(绝缘法兰)、干扰防护设施等腐蚀控制设施的设置情况；
d) 管道周围地形、地貌和土壤电阻率等环境因素；
e) 管道上其他接地设施或已有干扰防护措施的防护效果。

7.3.4 交流干扰防护效果应符合下列规定：

a) 在土壤电阻率不大于 25 Ω·m 的地方，管道交流干扰电压低于 4 V；在土壤电阻率大于 25 Ω·m的地方，交流电流密度小于 60 A/m^2；
b) 在安装阴极保护电源设备、电位远传设备及测试桩位置处，管道上的持续干扰电压和瞬间干扰电压应低于相应设备所能承受的抗工频干扰电压和抗电强度指标，并满足安全接触电压的要求。

7.3.5 埋地管道与架空输电线路的距离宜符合下列要求：

a) 在开阔地区，埋地管道与高压交流输电线路杆塔基脚间控制的最小距离不宜小于杆塔高度；
b) 在路径受限地区，埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表 8 的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后，表 8 规定的距离可适当减小。

表 8 埋地管道与交流接地体的最小距离

电压等级/kV	≤220	330	500
铁塔或电杆接地/m	5.0	6.0	7.5

7.3.6 管道与 110 kV 及以上高压交流输电线路的交叉角度不宜小于 55°。在不能满足要求时，宜根据工程实际情况进行管道安全评估，结合防护措施，交叉角度可适当减小。

7.3.7 直埋电缆不应沿埋地管道的正上方或正下方敷设。埋地管道与直埋敷设电缆之间容许的最小距离应符合表 9 的要求。水下的电缆与管道之间的水平距离不宜小于 50 m，受条件限制时不得小于 15 m。

表 9　埋地管道与直埋敷设电缆之间容许的最小距离

管道类别	平行	交叉
热力管沟	2 m[a]	0.5 m[b]
油管或易燃气管道	1 m	0.5 m[b]
其他管道	0.5 m	0.5 m[b]
[a] 特殊情况可酌减且最多减少一半值。 [b] 用隔板分隔或电缆穿管时可为 0.25 m。		

7.3.8　交流干扰的调查与测试和采取的干扰防护措施及效果评价应符合 GB/T 50698 的规定。

8　施工与验收

8.1　一般规定

8.1.1　施工作业人员应经过专业培训，并按规定配备个人防护用具。

8.1.2　腐蚀控制工程施工机具应安全可靠；检测仪器仪表应经过检定、校准、比对，并在有效期内。

8.1.3　防腐材料使用前应检验，供应商应提供相应的资质证明文件及产品质量保证书，确认合格后方可使用。

8.2　防腐层施工与验收

8.2.1　陆上管道

8.2.1.1　防腐层涂敷前，钢表面应进行预处理，经检查合格后方可涂敷。表面预处理要求应符合 GB/T 8923.1和 SY/T 0407 的有关规定。

8.2.1.2　现场涂敷施工时应符合以下规定：

a）　防腐层的缺陷应予修补。管道防腐层补口、补伤及管件、管道连接装置的涂敷材料应与管道原有防腐层相匹配；

b）　管沟沟底应平整，且没有石块或其他可能损伤防腐层或导致电屏蔽的物质。在恶劣条件下，应考虑衬垫管道或在沟底加垫层；

c）　管道下沟及回填时，应注意避免下沟工具、石块等损伤管道防腐层；

d）　在管道四周不宜使用可能对阴极保护产生电屏蔽效应的岩石护板等材料；

e）　局部位于地面上的管道，宜采用适宜的防大气腐蚀材料。

8.2.1.3　埋地管道防腐层的施工及验收应执行下列标准的有关规定：

a）　挤压聚乙烯防腐层应符合 GB/T 23257 的规定；

b）　挤压聚丙烯防腐层应符合 SY/T 7041 的规定；

c）　熔结环氧防腐层应符合 SY/T 0315 的规定；

d）　聚烯烃冷缠带防腐层应符合 SY/T 0414 的规定；

e）　无溶剂液体环氧防腐层应符合 SY/T 6854 的规定；

f）　环氧煤沥青防腐层应符合 SY/T 0447 的规定。

8.2.1.4　埋地保温管道防腐施工与验收可按 GB/T 50538 的有关规定执行。

8.2.1.5　埋地管道防腐层验收时，应进行外防腐层地面检漏，应修复破损点及漏涂的防腐层缺陷。

8.2.1.6　地上管道防腐层施工与验收可按 SY/T 7036 的有关规定执行。

8.2.2 海底管道

8.2.2.1 海底管道防腐层的施工和验收应按照具体类型的防腐层施工验收规范执行。

8.2.2.2 海底管道采用铺管船敷设时，防腐层在经过张紧器后不应出现破损。

8.2.2.3 海底管道防腐层节点补口所采用的材料应与海底管道防腐层系统相匹配。

8.2.2.4 海底管道采用铺管船敷设时，节点补口材料在经过托管架滚轮后不应脱落。

8.3 阴极保护施工与验收

8.3.1 陆上管道

8.3.1.1 强制电流系统施工与验收应符合以下要求：

a) 电源设备与阴极保护电缆的连接应符合设计要求，接线应正确，电气接触应导通良好，电缆应明确标识；电源设备安放位置应符合设计要求，应预留足够空间用于接线安装、检测与维护。

b) 阳极地床施工过程中，阳极接头应牢固密封完整，阳极电缆应完整无损坏，每根阳极电缆长度均应符合安装位置尺寸的要求，并留有余量；阳极安装后，宜在阴极保护系统断电状态下测试阳极组的接地电阻，并作好测试记录。

8.3.1.2 牺牲阳极施工与验收应符合以下要求：

a) 牺牲阳极的布局、位置和数量应符合设计要求；非预包装牺牲阳极应除去牺牲阳极的所有防水包装材料，阳极周围应填充填包料，并置于填包料中心位置，填包料应混合均匀并完整包覆阳极；采用预包装牺牲阳极时，填包料应采用麻袋或棉质布袋包装，不应采用化纤类包装袋包装。牺牲阳极就位后应浇水浸泡。

b) 带状牺牲阳极在低温环境下施工时，应注意低温环境对带状阳极机械性能的影响。

c) 电缆与牺牲阳极钢芯的连接宜采用焊接方式或铜管钳接方式，焊接处应防腐绝缘。

8.3.1.3 线路阴极保护施工与验收按 GB/T 21448 执行，站场阴极保护施工与验收按 SY/T 6964 执行。

8.3.2 海底管道

8.3.2.1 牺牲阳极与海底管道连接可采用铝热焊、铜焊或焊接，应控制焊接过程的热量导入。阳极安装完成后，焊接热影响区应彻底清理，暴露的钢表面采用热缩带保护。

8.3.2.2 有混凝土配重层的管道，应避免牺牲阳极与混凝土加强筋之间的电连接。

8.3.2.3 海底管道牺牲阳极安装检验应包括焊缝外观和电连接检验。

8.3.2.4 海底管道牺牲阳极阴极保护施工可按 SY/T 6878 的有关规定执行。

8.3.3 系统验收

阴极保护系统通电和(或)调试之后，应按 9.1.4.4 规定的方法进行检测，阴极保护工程应达到阴极保护准则的要求方可通过验收。

9 运行及维护管理

9.1 陆上管道

9.1.1 一般要求

9.1.1.1 在役管道应制定管道外腐蚀检测计划并实施检测，检测应重点关注以下部位：

a) 管道补口处；

b） 热煨弯头；
c） 绝缘接头附近；
d） 保温层下的管道；
e） 输送介质温度超过 40 ℃的管段；
f） 管道固定墩、支撑墩附近；
g） 管道穿跨越段；
h） 隧道内的管道；
i） 阴极保护不足段；
j） 杂散电流干扰段；
k） 阴极保护屏蔽段；
l） 涂层剥离区；
m） 管道周围电解质异常污染或含有微生物。

9.1.1.2 管道外腐蚀检测方法可按 GB/T 51172 执行。

9.1.1.3 对于管体的腐蚀缺陷应进行评估，根据评估结果确定修复措施并及时修复。

9.1.1.4 管道因外腐蚀发生泄漏后，应进行腐蚀机理分析，确定发生腐蚀的原因，并采取相应的应对措施。

9.1.2 管道检测

9.1.2.1 管道外腐蚀检测可采用内检测、外腐蚀直接评价或其他适宜的方法。管道内检测应按 GB 32167的规定执行，外腐蚀直接评价应按照 SY/T 0087.1 规定执行。

9.1.2.2 管道投产后宜在 3 年内进行管道基线检测，检测间隔应根据上次检测结果综合确定。保温层管道宜缩短检测周期。

9.1.2.3 管道管理部门应根据管道外腐蚀检测结果，对外腐蚀控制措施的有效性进行评价，对外腐蚀控制措施失效的管段，应及时采取应对措施。

9.1.3 防腐层管理

9.1.3.1 管道防腐层管理宜结合完整性评价结果进行。有内检测报告时，应优先根据内检测结果指导防腐层的维修与管理。

9.1.3.2 宜定期进行防腐层检漏，并做好防腐层检漏修补记录。

9.1.3.3 应根据管道外防腐层检测结果，结合阴极保护情况，对管道的防腐层缺陷点进行修复。对于位于阴极保护不足以及其他易发生腐蚀区域的防腐层缺陷点，应及时修复。外防腐层的修复应按 SY/T 5918的有关规定执行。

9.1.3.4 应定期对管道外防腐层、补口材料、保温材料以及可能产生阴极保护屏蔽的防腐材料进行开挖检查。对管道外腐蚀控制采用的新材料、新工艺、新结构，应缩短检查周期。检查评价方法应按 SY/T 0087.1的规定执行。

9.1.3.5 埋地管道暴露后，宜对管道的防腐层状况进行检测。

9.1.3.6 管道防腐层大修应依据管道内外检测结果、土壤条件并结合日常维护管理资料综合考虑，宜优先修复高后果区的管段。

9.1.3.7 当管道运行工况与环境发生重大变化，应对防腐层的服役性能重新评价。

9.1.4 阴极保护管理

9.1.4.1 管道阴极保护管理应符合 GB/T 21448 的规定。阴极保护参数的测试应符合 GB/T 21246 的规定。

9.1.4.2 可通过定期对外防腐层缺陷点开挖，检查缺陷点处管体表面情况，评价阴极保护效果。也可适量埋设检查片，通过检查片失重法对阴极保护效果进行评价，检查片的埋设位置、制备及腐蚀速率的测试应按 SY/T 0029 的规定执行。

9.1.4.3 当同步中断法使用受限时，宜采用极化探头法或者阴极保护电位检查片断电法评价管道阴极保护的有效性。

9.1.4.4 管道线路阴极保护系统的保护率应达到 100%，阴极保护设备的运行率应大于 98%，阴极保护系统的保护度宜大于 85%。

a) 保护率计算公式见式(2)：

$$\eta_P = \frac{L_0 - L_1}{L_0} \times 100\% \quad \cdots\cdots(2)$$

b) 运行率计算公式见式(3)：

$$\eta_O = \frac{T_1}{T_0} \times 100\% \quad \cdots\cdots(3)$$

c) 保护度计算公式见式(4)：

$$\eta_C = \frac{G_1/S_1 - G_2/S_2}{G_1/S_1} \times 100\% \quad \cdots\cdots(4)$$

式中：

η_P ——阴极保护系统的保护率；

η_O ——阴极保护设备的运行率；

η_C ——阴极保护系统的保护度；

L_0 ——阴极保护对象为管道时，管道总长度，单位为千米(km)；

L_1 ——阴极保护对象为管道时，未达有效阴极保护管道的长度，单位为千米(km)；

T_0 ——全年小时数，8 760 h；

T_1 ——年度有效投运时间，单位为小时(h)；

G_1 ——未施加阴极保护试片的失重，单位为克(g)；

S_1 ——未施加阴极保护试片的裸露面积，单位为平方厘米(cm^2)；

G_2 ——施加阴极保护试片的失重，单位为克(g)；

S_2 ——施加阴极保护试片的裸露面积，单位为平方厘米(cm^2)。

9.2 海底管道

9.2.1 一般规定

9.2.1.1 海底管道外防腐检测宜包含管道外防腐层检测和管道牺牲阳极检测。

9.2.1.2 应根据检测评价结果，制定下一次检测计划。

9.2.2 海底管道防腐层运行维护管理

9.2.2.1 飞溅区和大气区立管防腐层：应进行防腐层的外观检查，如涂层变色、隆起或开裂等，确定是否采取预防性的维护。

9.2.2.2 水下区管道与立管防腐层：对于裸露于海床上的管道，可采用目视外防腐层状况、水下测厚等进行检测，并采用摄影、录像等方式进行管道外防腐层检测记录。对于海底管道，可采用管道沿线电位梯度检测判断管道防腐层漏点，测量时，应确保测量电极偏差管道轴线距离不大于 1 m。

9.2.3 海底管道牺牲阳极运行维护管理

9.2.3.1 海底管道牺牲阳极的检测内容主要包括但不限于：

a) 海底管道/海水的保护电位；
b) 绝缘效果：海底管道分段保护时，检测绝缘法兰（接头）的绝缘性能，并检测绝缘法兰（接头）管道防腐层完整性和腐蚀情况；
c) 牺牲阳极状况，包括：牺牲阳极的消耗情况；牺牲阳极有无移动、脱落、损坏，牺牲阳极与海底管道是否连接牢固，牺牲阳极表面是否覆盖了海洋生物或出现钝化现象等。

9.2.3.2 海底管道的阴极保护检测方法：可通过潜水员或 ROV 调查船等对海底管道阴极保护参数进行测量。

9.2.3.3 牺牲阳极处理与更换可采取下列方法：
a) 阳极块被海洋生物严重覆盖时，可由潜水员或 ROV 机械臂剥离。
b) 牺牲阳极损坏或严重消耗时，可由潜水员更换新阳极块。

10 腐蚀控制记录

10.1 与设计、施工相关的记录主要应包括：
a) 电流需要量的试验结果；
b) 土壤电阻率勘测的结果；
c) 外部金属构筑物、外部干扰源的位置；
d) 管道材质、壁厚、焊接类型等管道特征数据；
e) 管道埋深、连接方法、穿跨越、套管、回填的等管道施工文件、竣工资料；
f) 防腐层设计、施工与验收规范以及设计文件、竣工资料；
g) 阴极保护设计、施工与验收规范以及设计文件、竣工资料；
h) 其他腐蚀控制措施的有关资料。

10.2 与腐蚀控制维护管理相关的记录主要应包括：
a) 防腐层的检测，维修记录；
b) 阴极保护系统的检测、维修记录；
c) 干扰腐蚀控制设施的检测/维修记录；
d) 腐蚀泄漏、断裂、失效和管道更换记录；
e) 当埋地管道暴露时，观察到的管道及防腐层的状况；
f) 管道运行压力、运行温度、巡线记录等运行记录；
g) 其他有关的检测、维修记录。

10.3 宜保存管道调查、检测和试验的相关记录。

10.4 有关设施仍在役使用时，宜保存证明腐蚀控制措施必要性和有效性的评价记录。根据需要，其他有关的腐蚀控制记录也宜保存一定期限。