

中华人民共和国石油天然气行业标准

钢质管道及储罐腐蚀控制工程
设计 规 范

Design standard of corrosion control for steel
pipeline and storage tank

SY 0007—1999

主编单位：大庆石油管理局油田建设设计研究院

批准部门：国家石油和化学工业局

石 油 工 业 出 版 社

1999 北 京

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	防腐层	7
5	阴极保护	10
5.1	一般规定	10
5.2	阴极保护准则	11
5.3	电绝缘	12
5.4	电连续性	13
5.5	腐蚀控制检测点	13
5.6	阴极保护的设计	14
6	干扰腐蚀的控制	17
6.1	直流电干扰	17
6.2	交流电干扰	19
7	腐蚀控制调查与记录	21
	标准用词和用语说明	22
	附件 钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范 条文说明 ...	23

国家石油和化学工业局文件

国石化政发（1999）201 号

关于批准《钢质管道及储罐腐蚀控制 工程设计规范》等 87 项石油 天然气行业标准的通知

中国石油天然气集团公司：

你公司报批的《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》等 87 项石油天然气行业标准草案，业经我局批准，现予发布。标准名称、编号为：

强制性标准

SY 0007—1999 钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范
(代替 SYJ 7—84)

推荐性标准

SY/T 0005—1999 油田注水设计规范
(代替 SYJ 5—89、SY/T 0070—93)

SY/T 0006—1999	油田采出水处理设计规范 (代替 SYJ 6—89)
SY/T 0026—1999	水腐蚀性测试方法 (代替 SYJ 26—87)
SY/T 0045—1999	原油电脱水设计规范 (代替 SYJ 45—91)
SY/T 0046—1999	油田注水脱氧设计规范 (代替 SYJ 46—91)
SY/T 0047—1999	原油处理容器内部阴极保护系统技术规范 (代替 SYJ 47—91)
SY/T 0059—1999	控制钢制设备焊缝硬度防止硫化物应力开裂技术规范 (代替 SYJ 59—91)
SY/T 0063—1999	管道防腐层检漏试验方法 (代替 SY 0063—92)
SY/T 0066—1999	钢管防腐层厚度的无损测量方法 (磁性法) (代替 SY 0066—92)
SY/T 0067—1999	管道防腐层耐冲击性试验方法 (石灰石落下法) (代替 SY 0067—92)
SY/T 0094—1999	管道防腐层阴极剥离试验方法 (粘接电解槽法)
SY/T 0556—1999	快速开关盲板 (代替 SY 5256—91)
SY/T 5025—1999	钻井和修井井架、底座规范 (代替 SY 5025—91)
SY/T 5031—1999	油田用往复式内燃机规范 (代替 SY 5031—91)
SY/T 5079—1999	试井车 (代替 SY/T 5079—93)

- SY/T 5112—1999 钻井和采油提升设备规范
(代替 SY 5112—86)
- SY/T 5113—1999 吊环 (代替 SY 5113—93)
- SY/T 5122—1999 岩石有机质中碳、氢、氧元素分析方法
(代替 SY 5122—86)
- SY/T 5148—1999 石油钻采设备用气动元件 单向节流阀
(代替 SY 5148—86)
- SY/T 5153—1999 油藏岩石润湿性测定
(代替 SY 5153.1—87、SY 5153.2—87、
SY/T 5153.3—95)
- SY/T 5154—1999 油气藏流体取样方法
(代替 SY 5154—87)
- SY/T 5164—1999 三牙轮钻头 (代替 SY 5164—91)
- SY/T 5168—1999 石油钻采设备零件分类编码系统
(代替 SY 5168—87)
- SY/T 5171—1999 石油物探测量规范
(代替 SY/T 5171—93)
- SY/T 5231—1999 石油工业计算机安全保密管理规程
(代替 SY 5231—91)
- SY/T 5232—1999 石油工业应用软件工程规范
(代替 SY 5232.1—5232.8—91、
SY 5232.10—91、SY 5232.11—91、
SY 5232.14—91)
- SY/T 5327—1999 放射性核素载体法示踪测井
(代替 SY 5327—88)

- SY/T 5345—1999 油水相对渗透率测定
(代替 SY 5345—89)
- SY/T 5356—1999 常规取心作业方法
(代替 SY 5356—89、SY/T 5489—92)
- SY/T 5357—1999 卡钻浸泡解卡液作业方法
(代替 SY 5357—89)
- SY/T 5370—1999 表面及界面张力测定方法
(代替 SY/T 5370—91、SY/T 5545—92、
SY/T 5617—93)
- SY/T 5383—1999 螺杆钻具 (代替 SY/T 5383—91)
- SY/T 5434—1999 碎屑岩粒度分析方法
(代替 SY 5434—92)
- SY/T 5486—1999 非常规地层测试技术规程
(代替 SY 5486—92、SY/T 5839—93、
SY/T 6061—94、SY/T 6019—94)
- SY/T 5609—1999 石油钻机型式与基本参数
(代替 SY/T 5609—93)
- SY/T 5612.1—1999 钻井液净化系统 除气器
(代替 SY/T 5612.1—93)
- SY/T 5612.2—1999 钻井液净化系统 清洁器
(代替 SY/T 5612.2—93)
- SY/T 5612.3—1999 钻井液净化系统 旋流器
(代替 SY/T 5612.3—93)
- SY/T 5619—1999 定向井下部钻具组合设计方法
(代替 SY/T 5619—93)
- SY/T 5633—1999 石油测井图件格式 (代替 SY 5633—93)

- SY/T 5634—1999 石油测井电缆的使用与维护
(代替 SY/T 5634—93)
- SY/T 5639—1999 石油钻采设备用气动元件 旋转导气接头
(代替 SY/T 5639—93)
- SY/T 5785—1999 石油工业信息分类编码导则
(代替 SY/T 5785—93)
- SY/T 5788.3—1999 油气探井地质录井规程
(代替 SY 5364—89、SY 5365—89、
SY/T 6157—1995、SY/T 5788.3—93、
SY 5090—85)
- SY/T 5801—1999 石油重磁力勘探野外资料检查验收规定
(代替 SY/T 5801—93)
- SY/T 5820—1999 石油大地电磁测深法技术规程
(代替 SY/T 5820—93、SY/T 5800—93)
- SY/T 5828—1999 石油物探测量成果质量检查验收细则
(代替 SY/T 5828—93)
- SY/T 5891.1—1999 油气井射孔器检测用混凝土靶制作规范
(代替 SY/T 5891.1—93)
- SY/T 5955—1999 定向井钻井工艺及井身质量要求
(代替 SY/T 5955—94、SY/T 5948—94)
- SY/T 5980—1999 探井试油测试设计规范
(代替 SY/T 5980—94、SY 5514—92、
SY/T 6036—94、SY 5485—92、
SY/T 5975—94、SY/T 6011—94、
SY 5484—92)
- SY/T 6382—1999 输油管道加热设备技术管理规定

SY/T 6383—1999	长输天然气管道清管作业规程
SY/T 6384—1999	稠油油藏高温相对渗透率测定
SY/T 6385—1999	覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法
SY/T 6386—1999	陆上高分辨率地震勘探资料采集技术规范
SY/T 6387—1999	OPSEIS-EAGLE (24 位) 地震数据采集系统检验项目及技术指标
SY/T 6388—1999	TELSEIS-STAR 地震数据采集系统检验项目及技术指标
SY/T 6389—1999	ARAM-24 地震数据采集系统检验项目及技术指标
SY/T 6390—1999	GDAPS-4 地震数据采集系统检验项目和技术指标
SY/T 6391—1999	SEG-D 地震磁带记录格式
SY/T 6392—1999	油田注水信息代码
SY/T 6393—1999	原油长输管道工程设计节能技术规定 (代替 SYJ 35—90)
SY/T 6394—1999	油井水泥与外加剂 (外掺剂) 干混作业方法
SY/T 6395—1999	重盐水测试程序
SY/T 6396—1999	丛式井井眼防碰技术要求
SY/T 6397—1999	钻井液用杀菌剂评价方法
SY/T 6403—1999	几丁石分析鉴定方法
SY/T 6404—1999	沉积岩中金属元素的电感耦合等离子体原子发射光谱分析方法
SY/T 6405—1999	地球物理勘探工区地质设计规范
SY/T 6406—1999	磁性单、多点照相测斜仪的维修与校验

SY/T 6407—1999	旋转钻井钻柱构件规范
SY/T 6408—1999	钻井和修井井架、底座的维护与使用
SY/T 6410—1999	生产井产出剖面测井仪刻度
SY/T 6411—1999	油气井用导爆索通用技术条件
SY/T 6412—1999	油管输送射孔工艺规程
SY/T 6413—1999	数控测井数据采集规程
SY/T 6414—1999	全岩光片显微组分测定方法
SY/T 6415—1999	油气探井录井资料质量评定与归档项目
SY/T 6416—1999	内燃机的安装、维护和操作推荐方法
SY/T 6417—1999	套管、油管和钻杆使用性能
SY/T 6418—1999	内压和弯曲复合作用下圆螺纹套管的连接性能
SY/T 6419—1999	玻璃纤维管的使用与维护
SY/T 6420—1999	油田地面工程设计节能技术规范 (代替 SYJ 44—90)
SY/T 6421—1999	设备及管道散热损失的测定 (代替 SYJ 4018—87)
SY/T 6422—1999	石油企业节能产品节能效果测定
SY/T 7502—1999	油田气组成分析 低温冷凝取样气相色谱法 (代替 SY 7502—85)

以上标准自 1999 年 12 月 1 日起实施。

国家石油和化学工业局

1999 年 5 月 17 日

前 言

根据 1992 年原中国石油天然气总公司下达的石油天然气行业标准修订计划,由大庆石油管理局油田建设设计研究院负责对《钢质管道及储罐防腐蚀工程设计规范》SYJ 7—84 进行修订。本次修订是在广泛征求设计、科研、管理以及大专院校意见的基础上进行的。本标准修订后除保留了原规范中行之有效的条文内容外,还增加了国内最新的科研设计成果,并吸收了美国腐蚀工程师协会出版发行的《地下或水下金属管线系统外腐蚀控制》NACE RP 0169—92 的有关内容,从而对原规范给予了充实和提高。

本标准由大庆石油管理局油田建设设计研究院负责具体解释。

本标准主编单位:大庆石油管理局油田建设设计研究院。

本标准参编单位:中国石油天然气集团公司规划设计总院。

主要起草人 史维良 程祖亮

1 总 则

1.0.1 为在钢质管道（以下简称管道）和钢质储罐（以下简称储罐）的腐蚀控制工程设计中，贯彻执行国家的有关方针政策，统一技术标准，积极采用新工艺、新材料、新结构、新技术，做到技术先进、经济合理、安全适用、确保质量，制定本规范。

1.0.2 本规范适用于陆上腐蚀环境新建、扩建和改建的输送和储存介质温度低于 100℃ 的原油、成品油、天然气和水（包括污水）的管道和储罐的内外腐蚀控制，不适用于海洋腐蚀环境中的腐蚀控制。

1.0.3 管道及储罐腐蚀控制工程设计，除应符合本规范外，尚应符合国家现行的有关强制性标准的规定。

2 术 语

2.0.1 腐蚀环境 corrosive environment

含有一种或多种腐蚀因素的环境。

2.0.2 腐蚀速率 corrosion rate

单位时间内对金属的腐蚀量。

2.0.3 覆盖层 coating

为使金属表面与周围环境隔离,以达到抑制腐蚀的目的,覆盖在金属表面的保护层。覆盖层按其绝缘与否可分为:绝缘覆盖层(也称防腐绝缘层,简称防腐层)和非绝缘覆盖层(如镀层)。

2.0.4 阴极保护 cathodic protection

通过降低腐蚀电位而达到的电化学保护。阴极保护通常有强制电流保护和牺牲阳极保护两种方法。

2.0.5 强制电流 impressed current

通过外部电源施加的电流,也称外加电流。

2.0.6 牺牲阳极 sacrificial anode

在离子导电的介质中,与被保护体相连,可以提供阴极保护电流的金属电极。土壤环境中常使用的有镁基牺牲阳极和锌基牺牲阳极。

2.0.7 直流电干扰 DC interference

在大地中直流杂散电流作用下,引起埋地金属构筑物腐蚀电位的变化。这种变化发生在阳极场叫阳极干扰,发生在阴极场叫阴极干扰。

2.0.8 交流电干扰 AC interference

交流线路和设备使邻近的管道产生的电压和电流的变化。按干扰时间的长短可分为瞬间干扰、持续干扰和间歇干扰三种。

2.0.9 绝缘连接 insulated joint

为了切断管道纵向电流而采取的管道连接方式。有绝缘法兰连接和绝缘接头连接两种。

2.0.10 跨接 bond

为控制金属构筑物之间的电流交换而设计的一种金属型连接。有干扰跨接、均压跨接和连续性跨接三种。

2.0.11 极化电位 polarization potential

金属构筑物/电解质界面的电位。它是腐蚀电位与阴极极化之和。

3 基本规定

3.0.1 管道和储罐是否需要采取腐蚀控制，应考虑以下因素：

- 1 腐蚀检测、运行记录及表观检查记录；
- 2 从其它类似的系统和类似的环境中考查试验的结果；
- 3 工程设计规范以及安全性和经济性。

3.0.2 腐蚀控制的方法应考虑管道和储罐所处的环境因素和经济性。

- 1 管道和储罐所处环境中介质的腐蚀性；
- 2 输送或储存介质的性质、工作温度、温差引起的金属膨胀和收缩，回填土产生的土壤应力及管道和储罐的工作压力；
- 3 管道和储罐的位置与人口密度和人员往来的频繁性；
- 4 管道和储罐的位置与其它设备装置的位置关系；
- 5 系统以外的杂散电流；
- 6 防腐蚀工程的综合经济评价应按国家现行标准《防腐蚀工程经济计算方法》SYJ 42 进行计算。

3.0.3 管道和储罐环境的腐蚀性等级的划分应符合下列规定：

1 土壤腐蚀性的测定推荐采用原位极化法和试片失重法，并按表 3.0.3-1 的规定划分等级。一般地区也可采用工程勘察中常用的土壤电阻，并按表 3.0.3-2 的规定进行分级。

2 管道及储罐内介质腐蚀性等级划分应符合表 3.0.3-3 的规定。

3 大气腐蚀性等级划分应符合表 3.0.3-4 的规定。

3.0.4 管道的腐蚀控制应符合下列要求：

1 埋地管道外壁必须有良好的防腐层。防腐层的材料和结构应按表 3.0.3-1 或表 3.0.3-2 规定的土壤腐蚀性和其它因素来确定。

场、站、库内埋地管道和穿越铁路、公路、江河湖泊的管道，其外防腐层要特别加强。对阴极保护的采用应符合本规范 5.1.2 的规定。

2 管道内壁的腐蚀控制应根据表 3.0.3-3 规定的介质腐蚀性或介质避免铁离子污染的要求，决定是否需要采取腐蚀控制或隔离措施。管道内壁的腐蚀控制应符合国家现行标准《钢质管道内腐蚀控制标准》SY/T 0078 的规定。选用的内防腐层或隔离层的寿命不应小于 5 年。输送含有硫化氢酸性介质的天然气管道，管道材质的选择按国家现行标准《天然气地面设施抗硫化物应力开裂金属材料要求》SY/T 0599 的有关规定执行。

表 3.0.3-1 土壤腐蚀性分级标准

指 标	等 级				
	极 轻	较 轻	轻	中	强
电流密度 ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$) (原位极化法)	<0.1	$0.1\sim3$	$3\sim6$	$6\sim9$	>9
平均腐蚀速率 [$\text{g}/(\text{dm}^2\cdot\text{a})$] (试片失重法)	<1	$1\sim3$	$3\sim5$	$5\sim7$	>7

表 3.0.3-2 一般地区土壤腐蚀性分级标准

等 级	强	中	弱
土壤电阻率 ($\Omega\cdot\text{m}$)	<20	$20\sim50$	>50

注：表中的电阻率采用全年的最小值。

表 3.0.3-3 管道及储罐内介质腐蚀性分级标准

项 目	等 级			
	低	中	高	严重
平均腐蚀速率 (mm/a)	<0.025	$0.025\sim0.125$	$0.126\sim0.254$	>0.254
点蚀腐蚀速率 (mm/a)	<0.305	$0.305\sim0.610$	$0.611\sim2.438$	>2.438

注：以两项指标中的最严重结果为准。

3 架空管道的外防腐层应按表 3.0.3-4 的规定和其它因素, 选取合适的防腐材料和结构。

表 3.0.3-4 大气腐蚀性分级标准

等 级	弱	中	较强	强
第一年的腐蚀速率 ($\mu\text{m/a}$)	1.28~25	25~51	51~83	>83

3.0.5 储罐的腐蚀控制应符合下列规定:

1 储罐罐体的内外表面应按表 3.0.3-3 和表 3.0.3-4 的规定, 选择合适的防腐材料和结构做好覆盖层。

2 储罐罐底板外壁应采用阴极保护。应按国家现行标准《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088 的规定执行。

3 储罐内壁除经调查证明不需设阴极保护外, 一般应采取阴极保护措施。腐蚀控制系统应设有检查和监测设施。

4 防 腐 层

4.0.1 防腐层应具备下列性能：

- 1 有效的电绝缘性：埋地管道外防腐层的绝缘电阻一般不应小于 $10\,000\Omega\cdot\text{m}^2$ ；
- 2 有良好的防潮、防水性；
- 3 有较强的机械强度：
 - 1) 有一定的抗冲击强度；
 - 2) 有良好的耐弯曲性；
 - 3) 有较好的耐磨性；
 - 4) 针入度达到材料规定的指标；
- 4 防腐层对钢铁表面有良好的粘接性；
- 5 防腐层的材料和施工工艺对母材的性能不应产生不利的影响；
- 6 有良好的抗阴极剥离性能；
- 7 有较好的耐化学性和抗老化性；
- 8 防腐层损伤易于修补；
- 9 防腐层对环境的影响应符合相应的要求。

4.0.2 选择防腐层时应考虑下列因素：

- 1 环境类型；
- 2 储存或运输介质的运行温度；
- 3 地理位置和自然场所；
- 4 防腐层在施工、运输、装卸、储存、安装以及试压和回填时的环境温度；
- 5 原有防腐层的类型以及阴极保护运作情况；
- 6 防腐层对钢铁表面的处理要求；
- 7 费用。

4.0.3 管道外防腐层的一般要求应符合国家现行标准《埋地钢质管道外壁涂敷有机覆盖层技术规定》SY/T 0061 的规定。

4.0.4 储罐内壁采用铝锌金属镀层（覆盖层）时应符合国家现行标准《金属和其他无机覆盖层 热喷涂 锌、铝及其合金》GB/T 9793 的规定。

4.0.5 储罐内壁采用导静电防腐涂料做覆盖层时，应符合国家现行标准《石油罐导静电涂料电阻率测定法》GB/T 16906 和《液体石油产品静电安全规程》GB 13348 的规定。

4.0.6 管道常用的内外壁防腐层应符合下列国家现行标准的有关规定。

1 石油沥青防腐层应符合《埋地钢质管道石油沥青防腐层技术标准》SY/T 0420 的规定；

2 硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层应符合《埋地钢质管道硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层技术标准》SY/T 0415 的规定；

3 环氧煤沥青防腐层应符合《埋地钢质管道环氧煤沥青防腐层技术标准》SY/T 0447 的规定；

4 煤焦油瓷漆防腐层应符合《埋地钢质管道煤焦油瓷漆外防腐层技术标准》SY/T 0379 的规定；

5 聚乙烯防腐层应符合《埋地钢质管道聚乙烯防腐层技术标准》SY/T 4013 的规定；

6 聚乙烯胶粘带防腐层应符合《钢质管道聚乙烯胶粘带防腐层技术标准》SY/T 0414 的规定；

7 熔结环氧粉末外涂层应符合《钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术标准》SY/T 0315 的规定；

8 熔结环氧粉末内防腐层应符合《钢质管道熔结环氧粉末内涂层技术标准》SY/T 0442 的规定；

9 液体环氧涂料内防腐层应符合《液体环氧涂料内防腐涂层钢管技术条件》SY/T 4057 的规定。

4.0.7 管道和储罐的表面处理应符合国家现行标准《涂装前钢材表面预处理规范》SY/T 0407 的规定。

4.0.8 设计选用的涂料必须是通过鉴定的，并应符合国家现行行业标准或具有担保能力企业的企业标准的产品。

4.0.9 在芦苇地带和细菌腐蚀较强的地区，不应使用石油沥青等易被植物根穿透和不耐细菌腐蚀的材料做防腐层。含细菌土壤的腐蚀程度的判定，应执行表 4.0.9 的规定。

表 4.0.9 土壤细菌腐蚀评价指标

腐 蚀 级 别	强	较强	中	小
氧化还原电位 (mV)	<100	100~200	200~400	>400

5 阴极保护

5.1 一般规定

5.1.1 阴极保护分为外加电流和牺牲阳极两种保护方式。选用时,应考虑以下主要因素。

- 1 工程规模大小;
- 2 有无经济方便的电源;
- 3 被保护体所需保护电流密度的大小;
- 4 被保护体与周围地下金属构筑物的相互影响;
- 5 土壤或介质电阻率的大小。

在工程设计中,应对上述因素综合考虑,全面分析比较,择优选用。当被保护管道的防腐层良好、土壤电阻率较低、周围地下金属构筑物较多时,宜采用牺牲阳极保护。

5.1.2 长输管道和油气田外输管道必须采用阴极保护;油气田内的集输干线管道应采用阴极保护;其它管道和储罐宜采用阴极保护。阴极保护系统应有检查和监测设施。

5.1.3 阴极保护工程应与主体工程同时勘察、设计和施工,并应在管道埋地六个月内投入运行。

在杂散电流地区,管道埋地后,其排流措施应限期投入运行,一般不应超过三个月。

5.1.4 外加电流阴极保护管道与其它地下管道的敷设,应符合以下原则:

1 联合保护的平行管道可同沟敷设。均压线间距和规格,应根据管道电压降、管道间距离、管道防腐层质量等因素综合考虑确定。非联合保护的平行管道,二者间的距离不宜小于10m。当距离小于10m时,后施工的管道在距离小于10m内的管段及其两端各延伸10m以上的管段上,应做特加强级防腐层。

2 被保护管道与其它地下管道交叉时，二者间的净垂直距离不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两者间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保交叉两管道不接触。同时两管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上应做特加强级防腐层。

5.1.5 外加电流阴极保护管道与埋地通信电缆相遇时，应符合以下设计原则：

1 管道与电缆平行敷设时，二者间距离不宜小于 10m。当小于 10m 时，后施工的管道或电缆按 5.1.4 条中的第 1 款的规定执行。

2 管道与电缆交叉时，相互间的净垂直距离不应小于 0.5m。同时在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段和电缆段上，应做特加强级防腐层。

5.2 阴极保护准则

5.2.1 正常情况下的阴极保护效果应达到下列指标之一或全部。

1 施加阴极保护后，使用铜—饱和硫酸铜参比电极（以下简称 CSE 参比电极）测得的极化电位至少达到 -850mV 或更负。测量电位时，必须考虑“IR”降的影响，以便对测量结果做出准确的评价。

2 在阴极保护极化形成或衰减时，测取被保护管道或储罐表面与土壤接触、稳定的参比电极之间的阴极极化电位差不应小于 100mV 。

5.2.2 特殊情况下的阴极保护，其保护效果应符合下列规定：

1 介质中有硫酸盐还原菌时，测得的极化电位应达到 -950mV 或更负（相对于 CSE 参比电极）。

2 被保护体埋置于干燥的或充气的高电阻率（大于 $500\Omega\cdot\text{m}$ ）土壤中，测得的极化电位至少应达到 -750mV （相对于 CSE 参比电极）。

3 当管道或储罐运行时，由于压力或其它因素可能会产生应力腐蚀开裂，此时阴极保护的极化电位应比 -850mV 更负一

些（相对于 CSE 参比电极）。

5.2.3 为避免被保护体防腐层产生阴极剥离，阴极保护的极化电位不应过负。

5.2.4 阴极保护参数的测试应符合国家现行标准《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》SY/T 0023 的规定。

5.3 电 绝 缘

5.3.1 阴极保护系统的电绝缘包括绝缘法兰、绝缘接头、绝缘固定支墩和绝缘垫块等。

5.3.2 绝缘法兰或绝缘接头通常应在下列部位设置：

- 1 管道与井、站、库的连接处；
- 2 管道与管道或设备所有权的分界处；
- 3 支线管道与干线管道的连接处；
- 4 有防腐层的管道与裸管道的连接处；
- 5 管道大型穿、跨越段的两端；
- 6 有阴极保护和无阴极保护的分界处。

5.3.3 设计安装绝缘法兰或绝缘接头时，应注意下列事项：

- 1 根据管道和储罐的温度、压力、绝缘性能的要求，选择适宜的绝缘连接设施；
- 2 不应安装在可燃性气体聚积的部位和封闭的场所；
- 3 严禁安装在管道热补偿器附近；
- 4 绝缘法兰和绝缘接头两侧各 10m 内的管道外壁，应做特加强级防腐层；两侧管道内壁宜涂一定长度的内防腐层；
- 5 在绝缘连接设施上应有防雷电过电流保护设施。

5.3.4 绝缘法兰和绝缘接头应符合下列标准的规定：

- 1 绝缘法兰应符合国家现行标准《绝缘法兰设计技术规定》SY/T 0516 的规定；
- 2 绝缘接头应符合国家现行标准《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086 的规定。

5.3.5 管道设有金属套管时，管道与套管间应设有可靠的电绝

缘垫块。安装的电绝缘垫块不得在管道上滑动。套管两端应采取良好的密封封口，避免外来物质进入套管中。

5.3.6 管道与导电的支撑之间应有可靠的电绝缘。

5.3.7 管道穿越江河时，对为固定管道而加设的稳管设施而言，如该设施有导电金属，则该金属必须与管道绝缘，且不得损坏管道的防腐层，同时也不得对管道产生电屏蔽。

5.4 电连续性

5.4.1 在阴极保护的管道或储罐上，通常采用法兰和螺纹连接的弯头、三通、阀门等非焊接连接的管道附件，为保证其电的连续性，应采用跨接电缆或其它有效的电连接措施。

5.5 腐蚀控制检测点

5.5.1 管道阴极保护的测试点应设置在下列位置：

- 1 外加电流阴极保护管道的汇流点和保护末端；
- 2 沿管道每 1km 处，或更短；
- 3 牺牲阳极安装处和两组阳极的中间处；
- 4 绝缘法兰或绝缘接头两侧的管道处；
- 5 被保护管道与其它地下管道或电缆的交叉处；
- 6 管道穿跨越铁路、公路、江河、桥架处，可只在一端设一个；
- 7 管道套管安装处；
- 8 在交、直流电干扰区域内的管道应根据具体情况确定测试点的距离。

5.5.2 储罐阴极保护的检测点应设置在下列位置：

- 1 储罐罐底外壁阴极保护检测点应设在罐底外壁的中心和周边的适当位置；
- 2 储罐内壁阴极保护检测点应设在储罐内的罐底中心及罐壁的上、中、下处。

5.5.3 测试桩的设计应符合下列要求：

- 1 必须坚固、耐久、易于检测；
- 2 应按一定方向顺序排列编号；
- 3 测试导线应有足够强度，长度应留有一定的裕量，防止拉断；导线与被测体的连接必须坚固，且导电性能良好；
- 4 测试导线必须用良好的防腐绝缘材料包扎，而且包扎的防腐绝缘材料应与导线的绝缘材料和管道或储罐的防腐材料有良好的相容性和亲合性。

5.5.4 测量管道电流的测试桩应避免以下地点：

- 1 管道与其它地下金属构筑物的交叉处；
- 2 有机械连接管或机械连接管件处，如螺纹连接或法兰连接处；
- 3 管道直径发生变化处。

5.6 阴极保护的设计

5.6.1 阴极保护系统设计时，应考虑以下项目：

1 确认阴极保护系统安装位置的安全要求、选用材料的技术要求、安全施工和运行维护方法，以确保阴极保护系统在预期工作寿命中，能可靠、经济地运行。

2 确定阴极保护站地点，特别是阳极地床位置时，应使阴极保护电流和由此而产生的地电位梯度对附近金属构筑物产生的干扰影响降至最小；

3 对有干扰影响的地段应提出切实可行的实施方案；

4 对于有硫化物、细菌、绝热层、高温、屏蔽、酸性环境及异金属存在的不利情况下，应做专题研究，提出解决问题的方法；

5 避免阴极极化电位过负，造成防腐层阴极剥离和可能由于析氢而对高强钢产生损伤的过保护情况。

5.6.2 阴极保护系统的设计应满足下列要求：

- 1 对被保护体提供足够的保护电流，并将其合理分布；
- 2 对邻近的地下金属构筑物产生的干扰影响降至最小；

3 提供一个与被保护体寿命相当的阳极系统，或提供阳极系统的更换周期及更换措施；

4 被保护体的保护电流量会随时间的延长而增加，为此阴极保护电源的电流量应有一定的裕量；

5 合理选择耐久性的阳极材料和阳极地床的位置；阳极地床应选在远离其它地下金属构筑物且不易遭受损坏的位置；

6 采用牺牲阳极保护时，应根据介质电阻率的大小等因素，选择阳极的类型、规格和大小；

7 被保护体应具有完备的监测系统。

5.6.3 阴极保护系统设计时，应具备下列资料：

1 管道或储罐系统的技术资料：

- 1) 管道的规格、长度或储罐的容积、直径及高度，介质物性及温度；
- 2) 管道的线路图或储罐的位置图及其相关的地形地貌图；
- 3) 施工日期；
- 4) 管道或储罐的有关配件及其它附属设施的安装图；
- 5) 防腐层及其绝缘电阻；
- 6) 管道的套管及其分布；
- 7) 腐蚀控制的检测装置；
- 8) 电绝缘装置的数量及位置；
- 9) 电连接点的数量及位置；
- 10) 管道的穿跨越位置和交叉点的位置。

2 管道或储罐系统的场地环境条件：

- 1) 已有的和规划的阴极保护系统；
- 2) 可能存在的干扰源；
- 3) 特殊的环境条件；
- 4) 邻近的埋地金属构筑物（包括位置、所有权和腐蚀控制措施）；
- 5) 管道或储罐的可接近性；
- 6) 可利用的电源情况；

7) 与外界金属构筑物电绝缘的可行性。

3 现场调查、腐蚀测试和运行经验所得的资料：

1) 满足标准要求所需的保护电流量；

2) 电解质的电阻率；

3) 电连续性；

4) 电绝缘；

5) 防腐层的完整性；

6) 泄漏史；

7) 干扰电流；

8) 与施工技术规范不相符合之处；

9) 其它有关的维护和运行资料。

5.6.4 外加电流阴极保护设计应符合国家现行标准《埋地钢质管道强制电流阴极保护设计规范》SYJ 36 的规定。

5.6.5 牺牲阳极阴极保护设计应符合国家现行标准《埋地钢质管道牺牲阳极阴极保护设计规范》SY/T 0019 的规定。

5.6.6 储罐罐底外壁阴极保护设计应符合国家现行标准《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088 的规定。

6 干扰腐蚀的控制

6.1 直流电干扰

6.1.1 直流干扰的判断规则：

1 处于直流电气化的铁路、阴极保护系统及其它直流干扰源附近的管道，其任意点上的管地电位较该点自然电位偏移20mV或管道邻近土壤中直流地电位梯度大于0.5mV/m时，可确认为管道存在直流干扰。

2 可采用土壤电位梯度，按表6.1.1中所列的指标判断直流电干扰腐蚀的程度。

表 6.1.1 直流杂散电流干扰程度判断指标

杂散电流程度	小	中	大
土壤电位梯度 (mV/m)	<0.5	0.5~5.0	>5.0

3 当管道上任意点管地电位较该点自然电位正向偏移100mV，或者该点管道邻近土壤直流地电位梯度大于2.5mV时应采取防护措施。

6.1.2 直流干扰的防护应按排流保护为主、综合治理、“共同防护”的原则进行。

1 排流保护是直流干扰保护的主要方法，应根据干扰程度、状态，干扰源与管道位置关系，场地环境等条件选择直流排流、极性排流、强制排流、接地排流等保护方式。

2 综合治理的要点如下：

- 1) 干扰源侧应采取措施，减少漏泄电流数量，使其对外部系统的干扰降至最小。
- 2) 在受到干扰的管道系统中，适当、合理地装设绝缘法兰，以缓解或解决干扰问题。

- 3) 电连接（包括串入可调电阻）可以调整或改变管道内干扰电流流向分布，有助于排流效果提高。
- 4) 防腐层修理和加强，可限制流入或流出管道的干扰电流，有利于缓解干扰和提高排流保护效果。
- 5) 改变预定的管道走向或阴极保护阳极地床的位置。
- 6) 调节阴极保护电流的输出，或采用牺牲阳极保护代替外加电流阴极保护。
- 7) 设置屏蔽栅极或电场屏蔽，有助于改变杂散电流流向和流入被干扰体的数量。

3 处于同一干扰区域的不同产权归属的地下管道或地下电力、通信等缆线，应在互相协商的基础上，纳入共同的干扰保护系统，实施“共同保护”，以避免在独立进行干扰保护中形成相互间的再生干扰。

6.1.3 直流干扰保护应达到以下要求：

- 1 受干扰影响的管道的管地电位恢复到未受干扰前的状态。
- 2 实施排流保护时，其排流效果应达到表 6.1.3 所列指标的要求。

表 6.1.3 排流保护效果评定指标

排 流 类 型	干扰时管地电位 (V)	正电位平均值比 (%)
直接向干扰源排流 (直接、极性、强制排流方式)	>10	>95
	10~5	>90
	<5	>85
间接向干扰源排流 (接地排流方式)	>10	>90
	10~5	>85
	<5	>80

6.1.4 直流电干扰影响的测试和采取的排流保护措施应符合国家现行标准《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017

的规定。

6.2 交流电干扰

6.2.1 交流电对埋地管道干扰腐蚀程度,可采用管道交流电干扰电位按表 6.2.1 中所列的指标进行判定。

表 6.2.1 埋地钢质管道交流电干扰判断指标

土壤类别	严重性程度 (级别)		
	弱	中	强
	判断指标 (V)		
碱性土壤	<10	10~20	>20
中性土壤	<8	8~15	>15
酸性土壤	<6	6~10	>10

6.2.2 受交流电干扰的埋地管道,排流后应达到表 6.2.2 规定的指标。

表 6.2.2 交流电排流保护效果评价指标

土壤类别	酸性	中性	碱性
排流后电位 (V)	<6	<8	<10

6.2.3 交流电力系统的各种接地装置与埋地管道之间的水平距离不应小于表 6.2.3 的规定。

表 6.2.3 埋地管道与交流接地体的安全距离

接地形式	电力等级 (kV)			
	10	35	110	220
	安全距离 (m)			
临时接地	0.5	1.0	3.0	5.0
铁塔或电杆接地	1.0	3.0	5.0	10.0
电站变电所接地	5.0	10.0	15.0	30.0

注:不考虑两线一地输电线路。

6.2.4 对交流电干扰影响的测试和采取的排流保护措施应符合国家现行标准《埋地钢质管道交流排流保护技术标准》SY/T 0032 的规定。

7 腐蚀控制调查与记录

7.0.1 对腐蚀控制与防护的有效性和可靠性应定期或不定期进行调查，具体作法应符合国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087 的规定。

7.0.2 腐蚀控制记录应清晰简明，记录内容应包括腐蚀控制设计、施工、安装、操作、维护方面的有关资料。

7.0.3 腐蚀控制设计、施工方面的记录包括：

1 防腐层材料、结构的选择，采用的设计施工规范，以及竣工资料；

2 阴极保护系统的绝缘装置、阳极点、检测装置、检测导线和其它设备的布置设计以及竣工资料；

3 其它腐蚀控制的有关资料。

7.0.4 腐蚀控制维修记录包括：

1 阴极保护系统的维修记录；

2 干扰腐蚀控制设施的维修记录；

3 防腐层的维修记录；

4 其它有关的维修记录。

7.0.5 腐蚀控制记录应妥善保存，并存入数据库。

标准用词和用语说明

执行本标准条文时，对于要求严格程度的用词说明如下，以便在执行中区别对待。

1 表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

2 表示很严格，在正常情况下均应这样做的用词：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

3 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：

正面词采用“宜”；

反面词采用“不宜”。

表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

附件

钢质管道及储罐腐蚀控制工程 设计 规 范

条 文 说 明

修 订 说 明

本规范是根据原中国石油天然气总公司(92)中油科字第66号文的通知,由大庆石油管理局油田建设设计研究院负责对《钢质管道及储罐防腐蚀工程设计规范》SYJ 7—84进行修订的。

本次修订广泛征求了设计、科研、管理以及大专院校的意见。本标准除保留了原规范中行之有效的条文内容外,还吸收了国内近期的科研成果和工程设计经验,并参考了美国腐蚀工程师协会标准 NACE RP 0169—92 的有关内容。

为便于有关人员在使用本规范时正确理解和执行条文规定,本规范修订组根据编制条文说明的统一要求,按章、节、条的顺序(不需说明者予以省略)编制了本条文说明,供本规范使用者参考。在使用中如发现本标准及条文说明有欠妥之处,请将意见寄往大庆石油管理局油田建设设计研究院技术部(地址:黑龙江省大庆市让胡路区,邮政编码:163712)。

目 次

1 总则	26
3 基本规定	29
4 防腐层	35
5 阴极保护	40
5.1 一般规定	40
5.2 阴极保护准则	45
5.3 电绝缘	47
5.4 电连续性	50
5.5 腐蚀控制检测点	50
5.6 阴极保护的设计	52
6 干扰腐蚀的控制	55
6.1 直流电干扰	55
6.2 交流电干扰	56

1 总 则

1.0.1 该条简述了编制本规范的目的。众所周知，钢铁无论在大气中还是土壤中，或者是在其它腐蚀介质中，都会遭到腐蚀破坏。这种破坏给人类造成的损失和危害是十分严重的，可以概括为资源和能量的损失、污染环境和危及人类的安全等。

世界的权威人士曾做过调查统计，全世界生产的钢铁总量每年因腐蚀破坏而报废的约占三分之一，变成完全无用的铁锈约占十分之一。以我国年产钢铁一亿吨计算，每年将有一千万吨完全变成无用的铁锈。美国的有关专家做过统计，因腐蚀造成的直接经济损失，占国民经济生产总值的 4.2%。我国化工企业的调查结果表明，腐蚀造成的直接经济损失占企业总产值的 3.97%。

由于腐蚀造成的管道和容器的穿孔和摩阻的增大，严重地损失了资源和能源。60 年代新疆克拉玛依至独山子输油管道的一次腐蚀穿孔，漏失原油 1100 余 t。最近俄罗斯的一条输油管道腐蚀破坏，漏失原油 1200 余 t。据统计，美国的输水管道因腐蚀使摩阻增大，为此而消耗的泵的功率损失达 5000 万美元。因腐蚀而造成的“跑、冒、漏、滴”还会严重的污染环境，甚至造成人身的伤亡事故。四川的威远至成都的输气管道，因腐蚀穿孔漏气，引起爆炸，当场死亡 4 人。

石油行业是管道和储罐的最大拥有行业。以大庆油田为例，油、气、水、轻烃等埋地管道达 50000 余 km，储罐和容器近万座，如果把腐蚀控制技术提高一步，把现有的技术得以良好的使用和推广，至少可以减少 15% 的损失和节省 15% 的能源。为此，我行业于 1984 年 12 月制订颁布了石油行业标准《钢质管道及储罐防腐蚀工程设计规范》(SYJ 7—84)。该规范颁布至今已达 12 年之久，对石油天然气行业的防腐蚀设计起到了规范和推动的作

用，取得了较好的技术经济效益。

随着科学技术的不断发展，特别是我国改革开放的不断深入，国外的先进技术不断引进，原规范已不能适应石油行业的需要，重新对之进行修订是完全必要的。重新修订的目的仍然是参考国外先进的腐蚀控制规范，并结合石油天然气行业的现状，做到“洋为中用”，以规范和提高腐蚀控制的水平，确保石油行业的安全生产，延长管道和储罐的使用寿命。

重新修订的腐蚀控制规范是以原规范为基础，保留了原规范中行之有效，并将继续有效的部分，同时吸取了美国腐蚀工程师学会制定的《地下或水下金属管线系统外腐蚀控制》(NACE RP 0169—92)中的适合石油天然气行业需要的部分。新规范比原规范更加系统、全面、细致，是世所公认，并被实践证实是行之有效的，是腐蚀控制的最基本和最低的要求。这句话引自 NACE RP 0169—92 中的 1.2 条，引进的意义是说本规范在一般情况下都应遵守，但不仅限于此，可以超越本规范应用高于规范所规定的腐蚀控制技术。

采用和推广腐蚀控制的新技术、新材料、新结构和新工艺是因为本规范只是对腐蚀控制提出了较原则和最低要求。腐蚀控制技术和其它科学技术一样在不断的发展和进步，而规范的编制和出版总是滞后的。未写入该规范的允许在满足规范基本要求的条件下，仍可采用最新的东西。应该一提的是，采用的这些新东西必须本着本规范规定的程序，并得到专家认可后，亦即是通常所说的“通过鉴定”的新的技术、材料、结构和工艺。只有这样才能不断地提高腐蚀控制的水平。

1.0.2 条文中对储存或输送介质的温度规定为 100°C ，系考虑到石油行业的储罐和管道的介质通常都是如此。温度高于 100°C 的基本上都是石油加工业，这一部分的腐蚀控制可按我国石化工业的有关规范执行。对于介质温度高于 100°C 的管道和储罐的外腐蚀控制，可参考本规范的有关规定执行。而内腐蚀控制则不能完全适用，特别是采用牺牲阳极保护时，高温可以产生极性逆

转。就是说高温腐蚀及防护是一种更加复杂的技术，本规范不涉及这部分内容。

海洋环境中的石油行业的腐蚀控制，就我国现实而言，基本上是属于海洋石油总公司管辖，他们已制定了相应的技术标准和规范。中国石油天然气集团公司现在也管辖一部分滩海油田，这些地区的腐蚀控制可参照海洋石油总公司的相关标准执行。如《海底管道系统规范》(SY/T 4804—92)，《海上生产平台管道系统的设计和安装的推荐作法》(SY/T 4809—92)等等。如果涉及的腐蚀控制在海洋石油总公司中查不到相关标准，可参考本规范的有关内容执行。

1.0.3 腐蚀控制是涉及多学科、多领域的综合性的边缘科学，而对被保护的主体工程而言它又是个辅助项目。因此，在做腐蚀控制和实施时，除执行本规范外，还必须遵照执行其它的国家和行业的有关标准和规范，如电力、环保、安全、防火防爆等有关标准、规范和规程。

3 基本规定

3.0.1 管道和储罐是否需要采取腐蚀控制措施，美国 NACE RP 0169 的 92 年修订版的 3.2 条规定不能仅凭有无泄漏，而应依据下列因素之一或几方面获得的资料，经综合分析后确定。因为产生泄漏的原因很多，如超载运行、母材本身缺欠、焊缝的气孔夹渣等均可产生泄漏。

1 这款很重要。如果管道或储罐已建，腐蚀检测和表观检查可以测取腐蚀速度和腐蚀类型；运行记录可有助于分析穿孔泄漏的原因。

2 在工程未建设之前进行设计时，该款可提供腐蚀控制设计的依据和有关的技术参数。

3 工程设计规范是工程设计的依据和基础，必须严格遵守。而工程的安全性和经济性又是一对矛盾，所以在具体工程的腐蚀控制措施的选择时，应综合分析比较后确定。

3.0.2 该条列举了选择腐蚀控制方法时应考虑的因素。

文中的 1~5 款是环境因素。一是应考虑的必要性的，如 1 和 2 款。二是安全性，如在人口密度较大、来往频繁地区，为了安全就必须重视腐蚀控制，以免产生腐蚀破坏危及人身安全。但腐蚀控制本身又会产生不安全的因素，如在这一地区施加外加电流阴极保护时，阳极地床又会产生较强的地电场，过大的地电位梯度会产生较强的“跨步电压”。这些在施行腐蚀控制时，必须引起重视。第三是相关性，如附近有其它金属构筑物，这时如采用外加电流阴极保护就会对其造成干扰影响。如果附近有其它干扰电流源时，又会对被保护体产生干扰腐蚀破坏。这些在选择腐蚀控制方式时，都应加以考虑。

文中的第 6 款规定了腐蚀控制的计算方法，设计时应予采用。

3.0.3 管道和储罐内外壁接触的环境是引起其腐蚀的主要因素。因此，对环境的腐蚀性进行分级是采取腐蚀控制的最重要和基本的要求。

1 关于土壤腐蚀的问题，世界各国都极为重视，许多国家先后制定了腐蚀性的分级标准。一些学者和专家认为，土壤腐蚀性的研究是研究土壤腐蚀和防止土壤腐蚀的基础，并为之做了大量的研究和统计工作。

首先是苏联的 ТОМАШОВ，通过近 20 年的总结，指出土壤电阻率、透气性、盐分、酸度、湿度、温度、氧化还原电位等，是影响土壤腐蚀性的因素。这些因素有些是互相关联和影响的，但却难以找出它们之间的直接的相关性。以后有些学者又发现，在不同的条件下，某一影响因素会出现完全不同的情况。如苏联的 ВИНОКУРЕВ 研究结果发现，在电阻率高的土壤中，钢铁的孔蚀深度反而大。НИКИТЕНКО 证实了矿质土壤含水量在 11%~13%，泥炭土含水量在 82%~92% 时，钢的孔蚀深度最大。

所有这些研究，不仅说明了影响土壤腐蚀性的土壤物理化学性质是相当繁多的，而且是相当复杂的。

我国对土壤腐蚀的研究工作也是十分重视的。早在 60 年代就建立了全国土壤腐蚀试验网，长春应用化学研究所和林业土壤研究所等单位都进行了许多研究工作。石油天然气行业拥有大量的埋地管道，土壤腐蚀问题早在 60 年代就引起了重视，并参考国外的有关标准制定了相关的土壤腐蚀性分级标准。分级标准基本上是采用土壤电阻率的大小，而近来东北输油管理局和中科院腐蚀所联合开展的“原位极化法”测取腐蚀电流密度评价土壤的腐蚀性，与试片失重法测取的结果有较好的趋同性。所以本规范推荐该方法来评价土壤的腐蚀性。条文中表 3.0.3-1 的分级标准取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087-95。

一般地区的土壤可作这样的解释，即没有被开垦的、土壤层

次没有遭到破坏的原始处女地区。在这样地区，土壤电阻率能够基本反映出土壤的腐蚀性大小，可以作为防腐蚀设计的基础。目前许多国家和我国许多油、气田也基本用电阻率来对土壤的腐蚀性进行分级。普遍认为，土壤电阻率是和土壤的质地、松紧程度、有机质含量、土壤温度、含水量、含盐量等有密切关系，它是表现土壤导电能力大小的重要指标。表1列举了一些国家和我国部分油、气田的分级标准。

表1 土壤电阻率评价腐蚀分级标准

国别或地区	等 级				
	极强	强	中	弱	极弱
	电阻率 ($\Omega \cdot m$)				
美 国	<20	20~45	45~60	60~100	
日 本	<20	20~45	45~60	>60	
法 国	<5	5~15	15~25	>25	
英 国	0~9	9~23	23~50	50~100	>100
苏 联	<5	5~10	10~20	20~100	>100
胜利油田	0~5	5~30	30~50	50~100	>100
新疆油田	<5	5~10	10~50	50~100	>100
华北油田	<5	5~10	10~20	20~100	>100
四川气田	<10	10~25	25~50	50~100	>100
大庆油田		<20	20~50	>50	

由表1可见，除大庆油田以外均都分成五级或四级。众所周知，土壤腐蚀性的分级是地下管道防腐蚀设计的基础和依据，而我国目前的防腐层一般均分为普通、加强和特加强三级。为了与之相对应，将土壤腐蚀性等级也分为三级。三级分级标准取大庆油田的数据，该数据与美国、日本、英国以及我国各油气田的现行标准相接近。

2 石油天然气行业管道和储罐内的介质繁多，有原油、含

水原油、天然气、轻烃、水、含油污水以及各种成品油，特别是进入三次采油后，有些介质中还有许多填加剂，使管道和储罐的腐蚀更加复杂。如果对这些介质分别划分其腐蚀性，不仅难度大，而且在工程上难以操作。条文中是按介质的平均腐蚀速率或点蚀速率的大小进行分级的。文中的分级指标取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—95。

3 大气对钢铁的腐蚀非常复杂。金属在大气中的腐蚀性，主要是受大气的湿度和大气中所含的腐蚀性气体及其它杂质的影响。除上述两项外，还有气温、温差、日照强度和时间、风力大小等等，而且这些影响因素又是相互影响的。在某一场合可能是这种因素是主要的，而在另一场合又可能是另一种因素是主要的。

文中对大气腐蚀性的分级是按大气对钢铁试件的年腐蚀速率划分的，分级指标取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—95。

3.0.4 该条对埋地和架空管道的外壁和内壁的腐蚀控制作出了明确的规定。

1 埋地管道必须有良好的防腐层，这是世界各国所公认的原则。确定防腐层种类和结构时，应考虑土壤的腐蚀性、环境因素和阴极保护。按一般的惯例防腐层的等级是依据土壤腐蚀的大小来确定，但不能做为唯一的依据。如土壤腐蚀性较弱，但管道埋在人口密集区或必须确保安全和无污染的地区时，此时环境因素将为主要依据，这时就必须做加强级或特加强级防腐层。

场、站、库内的埋地管道，一般距离较短，且弯头、阀门等管件也多，经常是选用光管现场焊接后再进行防腐层手工施工。由于受各种条件所限，质量不宜保证，选用加强级防腐目的是尽量减少漏铁点，以便使腐蚀的危害降至最低限度。另外，这一地区和穿越铁路、公路、江河湖泊时其所处的特殊性是显而易见的，确保管道的安全性是非常重要的，这也可以理解为环境因素。

埋地管道外防腐层与阴极保护联合使用亦被国内外大量实践所证实，是一种科学的腐蚀控制措施。因为阴极保护可以弥补防腐层的局部缺欠，从而可有效地控制腐蚀的发生。防腐层和阴极保护两者也存在着相互依赖的关系。防腐层的质量和等级越高，则所需的保护电流越小，反之亦然。因此，在设计腐蚀控制时，应辩证对待，通过综合技术经济比较后，确定合适的防腐层种类和结构，以便能较好地与选用的阴极保护类型相匹配。

2 管道（包括架空管道）的内腐蚀是否需要采取腐蚀控制措施，文中规定了按介质的腐蚀性或介质避免铁离子污染的要求两个因素。介质的腐蚀性分为四级，在具体应用时如何操作，应进行综合分析。如管道的重要性、介质的危害性、管道的设计使用年限、管道周围的地形地物等，由设计人决定是否需要采取防腐措施，并提出防腐层的种类和结构。

内防腐层或隔离层的寿命问题，是基于我国目前涂料的现状而提出的最低限度。如果选用的涂料正确，施工符合技术要求，一般是可以达到的。

3 架空管道外壁的腐蚀介质是大气，条文中把大气的腐蚀性分成四级，提供给设计者做防腐设计时予以参考。但事实上架空管道均设有防腐层，一是为了防止腐蚀，二是为了美观。应该指出的是在选用防腐层材料时，特别要注意大气的湿度和所含的腐蚀性气体。因为这两个因素不仅是产生腐蚀的重要原因，而且是选用防腐层的依据。

湿度影响。根据大气相对湿度的大小，其对钢铁的腐蚀分为三种形式。一是相对湿度小于 25% 时，此时钢铁表面无潮湿感觉。特别是相对湿度为 0 时，钢铁表面为绝对干燥，这在钢铁处于高温状态下才能形成。此时发生的腐蚀称为干燥腐蚀，属于化学腐蚀类型。二是相对湿度大于 25% 至钢铁的临界湿度 75% 时，钢铁表面逐渐形成一层由不相连续的到相连续的厚度小于 $1\mu\text{m}$ 的薄水膜，称之为潮腐蚀。三是相对湿度从 75% 至 100% 时，这时钢铁表面的水膜不仅完整连续，而且水膜厚度从 $1\mu\text{m}$ 逐渐可

以达到 1mm。这后两种的腐蚀已属电化学腐蚀，而且腐蚀性会显著加强。当相对湿度继续增大，水膜的厚度超过 1mm 时，由于氧通过水膜的能力降低，对钢铁的腐蚀性将有所减弱，并将处于基本稳定状态。

实测表明，大气的相对湿度为 60% 时，钢铁的腐蚀速率为 0.22mm/a；相对湿度为 80% 时，钢铁的腐蚀速率为 0.55mm/a，是前者的 2.5 倍。

湿度不仅影响管道的腐蚀，同时还影响防腐层的施工质量。湿度过大将严重影响防腐层的粘接性，这点应引起足够重视。

腐蚀性气体的影响。大气中含有腐蚀性气体时（如 SO_2 和 CO_2 ），当大气的相对湿度达到一定量时，钢铁表面的水膜就会形成硫酸和碳酸。实测结果证明，当相对湿度为 99% 时，含有 0.01% SO_2 的大气对钢铁的腐蚀是纯净大气对钢铁腐蚀的几倍。

除此以外，含腐蚀气体的大气还是选择防腐层材料的依据。如果选择不当，则这种大气将会破坏防腐层，使之寿命降低，很快失去防腐性能。

3.0.5 该条规定了储罐内外壁腐蚀控制应遵循的原则。

1 储罐内外壁的腐蚀控制基本上同于架空管道。不同的是罐的内壁除选用防腐层外，还可以选用导电涂料或金属（如铝和锌）做覆盖层。

2 强调了储罐罐底板外壁一般情况下均应采取阴极保护措施。

3 水储罐内壁阴极保护时，应持慎重的态度。因为不管是牺牲阳极还是外加电流保护，介质中总会有阳极的腐蚀产物生成，这种产物会影响水的水质。只有在确认阴极保护对水质无影响时，方可使用阴极保护技术。

4 防 腐 层

4.0.1 防腐层的性能关系到防腐效果并影响阴极保护，为此世界各国都极为重视。现将原苏联国家建设委员会建筑法规中对防腐层的性能提出的特性要求介绍如下。

1. 应该是不导电的；
2. 具有机械强度，在施工和拉运过程中能承受一定的压力，保持防腐层的完整性；
3. 具有可塑性，能够耐低温；
4. 应该是连续的；
5. 应该具有耐生物作用和耐化学稳定性；
6. 对金属有良好的附着性。

美国国家标准《液体输送管线系统》(ANSI B 31.4—1986)对埋地管线的防腐层提出下列要求：

1. 能减轻腐蚀；
2. 对金属表面具有足够的粘结力，以便有效地阻止水气在涂层下移动；
3. 具有足够韧性以防开裂；
4. 具有足够的强度，以防止由于搬运和土壤应力造成损伤；
5. 具有能与任何辅助性阴极保护相容的性质。

参照国外的有关标准，并结合我国的实际，确定了条文中的几款规定。应指出的是，除防腐层的绝缘电阻提出了最低的定量指标外，其余各款均为定性，这是因为不同的防腐材料和结构都有各自的数量指标，而选择防腐材料和结构时应视具体的各种因素来选取，所以不能给出数量指标。只要能满足使用要求，就不一定选用造价昂贵的材料和结构。

4.0.2 该条规定了选择防腐层时应考虑的各种因素。该条择自

NACE RP 0169 的 92 年版本。

1 指储罐或管道所接触的介质。这是选择防腐层时首先应考虑的因素。对储罐而言，其外壁接触的介质除罐底之外，一般均为大气，选择防腐层时应依据第 3.0.4 条和 3.0.5 条的内容进行选择，并应考虑有无保温层。如无保温层，重点应考虑耐温和大气，包括耐紫外线老化问题。对管道而言，架空管道的影响因素同于储罐。而埋地管道的考虑因素主要是土壤的腐蚀性，同时应考虑有无保温的因素。可按第 3.0.3 条的腐蚀性分级选择防腐层的结构。

2 管道和储罐的运行温度是选择防腐层耐温要求的依据，也就是说选择的防腐层材料必须要满足管道和储罐正常运行温度以及可能出现的极端温度的要求。

3 施工现场的自然地理环境也是选择防腐层时应考虑的因素之一。如果现场石块很多，无论是防腐管道的堆放还是敷设都可能损坏防腐层，此时就应重点考虑防腐层的材料和结构应有足够的强度。

4 选择防腐层时应考虑施工条件，工厂预制和现场施工都是可以采用的施工方法。但由于各种因素的制约，有的防腐层却只能在条件具备的工厂内施工。如环氧粉末都认为是一种良好的防腐层材料，但却无法在现场施工。对管道的防腐层而言，它的涂敷、装卸、储存、施工安装及压力试验时的环境温度亦应考虑。防腐层耐低温和耐高温性能必须满足这一过程的需要，否则将遭到破坏。

5 如果新敷设的管道附近有已建的管道时，此时选择防腐层应考虑既有的现状，原则上防腐层的材料和结构应该相同或相近。特别是已建的管道如已设有阴极保护，尤其是外加电流阴极保护，新老管道都将置于地电场之中，通常均需要联合保护。相同或类似的防腐层有利于保护电流的合理分布，避免产生电位差，有利于共同实施阴极保护。

6 管道和储罐的表面处理是关系到防腐层寿命和防腐效果

的重要因素。实践证明表面处理不好，达不到防腐层所要求标准的，可能在短期内会成片地脱落，或者与金属表面不粘结，一旦进入电解质就会造成严重腐蚀，同时又会对阴极保护产生屏蔽，影响阴极保护的效果，甚至使阴极保护完全失效。为此，早已引起了世界各国的重视。最早可见的表面处理规范是美国的钢结构油漆委员会（SSPC）于 1952 年颁布的第一部规范，并于 1963 年、1975 年等做了多次修订。随后瑞典在 1962 年颁布了瑞典的规范（SIS 05—5900—1962）；英国在 1967 年颁布了英国的规范（BS 4232）；日本在 1969 年颁布了日本的规范（SDPS—1969），并又在 1975 年颁布了钢和保护性底漆的一次和二次表面处理规范（JSRA—1975）等等。在借鉴世界各国表面处理规范的基础上，我国石油天然气行业于 1986 年颁布了《涂装前钢材表面处理规范》（SYJ 4007—86），并于 1997 年作了修订，标准号改为 SY/T 0407—97，标准名称改为《涂装前钢材表面预处理规范》。于 1988 年颁布了国家标准《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》（GB/T 8923—1988）。

应该说明的是不同的防腐层所选用的材料和结构也是不同的，设计时必须指明所选用的防腐层对钢材表面的处理要求。其目的—是确保防腐层的质量及其防腐效果，二是达到投资合理。如有的防腐层对表面处理要求不高就可以确保防腐的质量，那就不应该选用高处理标准。就目前而言，达到 Sa2½ 级喷砂处理标准，其造价是一般机械除锈的三倍左右。

在有些时候可能会出现这种情况：选择的防腐层没有指出对钢铁表面的处理要求。对此，建议可参考美国费勒—奥白兰公司对防腐层的种类与钢铁表面处理的关系（包括应达到的锚纹深度）进行选择。详见表 2。

7 指明选用防腐层时应注意的经济性。就是说在满足技术上要求的同时，应尽量降低造价。应该说明的是不能只计算原材料的价格，同时应综合考虑施工费用，亦即应考虑的是防腐层的最终造价。

4.0.3 规定了管道外防腐层应遵循的行业标准。

4.0.4 规定了储罐内壁采用金属覆盖层时应遵循的国家标准。

表 2 各种涂层对金属表面处理的要求

涂层种类		底漆干膜厚 (mil) ^a	表面处理等级	锚纹深度 (mil)
干性油和醇酸类		2~3	至少动力工具清净、最好达工业喷砂级	0.75~1.0
酚醛和环氧树脂		2~3	至少工业喷砂级	1~1.25
氯化橡胶		2~4	至少工业喷砂级，最好近白金属级	1~1.25
乙烯类		1~2	近白金属级	1~1.25
有机硅和有机硅丙烯酸酯 (耐高温涂料)		1~3	近白金属级	0.75~1.0
改性环氧		2~4	至少工业喷砂级，最好近白金属级	1~1.25
环氧酚醛		2~4	至少工业喷砂级，最好近白金属级	1~1.25
聚氨酯	双组分	1~2	近白金属级	1~1.25
	单组分 (潮气固化)	2~3	工业喷砂级	1~1.25
厚膜衬里	环氧酚醛	10~20	白金属级	2~4
	聚酯			
	改性环氧			
无机富锌	水基	3~5	近白金属级	1~1.25
	溶剂基	2~4	至少工业喷砂级，最好近白金属级	0.75~1.25
	预制	1~1.5	近白金属级	0.75~1.0

注：1 mil = 25.4×10^{-6} m

4.0.5 规定了储罐内壁采用导静电防腐涂料时应遵循的国家标准。

4.0.6 规定了管道内外壁常用的防腐层应遵循的行业标准。

4.0.7 管道和储罐表面处理直接影响防腐层的质量和寿命。在第 4.0.2 条的第 6 款中已做了详细说明。该条规定了表面处理应遵循的国家标准和行业标准。

4.0.8 该条是根据我国的实际做出的规定。我国的防腐事业比较落后，60 年代以前，埋地管道的防腐层均采用石油沥青，储罐的防腐层采用的防腐涂料不仅品种少，而且质量也很差。近十几年来防腐事业有了较快的发展，许多新的防腐涂料不断涌现。据了解有许多不具备生产条件的乡镇企业和个体户，也盲目上马生产，产品质量低劣。当发现了问题时，生产厂家已关门停业。

国外对新的防腐材料和结构要求是非常严格的。美国 NACE RP 0169 的 92 年版规定，防腐层已经令人满意地使用了五年以上，并能继续起到良好防腐作用的，方可进行大面积推广应用。条文中没有采用这项规定，原因之一会妨碍防腐事业的发展，原因之二是生产厂家无法承担长期固定资产的折旧和经济压力。采取文中的两项规定是现实的，也具有较好的可操作性。

4.0.9 芦苇根不仅可以穿透石油沥青，而且在沥青中长势良好，极易损坏防腐层，使之失去防腐性能。石油沥青同样不耐细菌，细菌可以吃掉沥青中的营养组分，使之失去光泽，最后成豆渣状，失去其防腐性能。

条文中土壤细菌腐蚀的评价指标，取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087。

5 阴极保护

5.1 一般规定

5.1.1 外加电流阴极保护和牺牲阳极保护这两种保护方式在技术上的可靠性和经济上的合理性，是由它本身所具有的特性决定的。

德国埃森新著的《阴极保护设计要素》中指出：保护系统的选择取决于下列因素：

- 保护电流的需要量；
- 土壤电阻率；
- 对其它装置的干扰；
- 经济性。

如果所需保护电流小，利用牺牲阳极对地下构筑物进行保护是合适的。牺牲阳极的优点是它们不需要供电系统，因此对其它构筑物的干扰是很小的。

大的构筑物和受杂散电流影响的构筑物，采取强制电流系统进行保护较好。

美国 D.A.Tefankjian 所著的《阴极保护的应用》一文中指出：

牺牲阳极适用于电流量低、构筑物涂层良好，需要局部保护和土壤电阻率低的地方。牺牲阳极的主要优点如下：

1. 不要外接电源；
2. 安装后维护费用极低；
3. 对外部的构筑物没有什么干扰；
4. 安装费用低；
5. 地皮费用很少或没有；

6. 保护电流的利用率较高。

主要缺点有：

1. 驱动电位有限；
2. 输出电流低而有限；
3. 受土壤电阻率的限制；
4. 不适用保护大口径的裸管或涂层较差的管子。

整流器——接地床式阴极保护（即外加电流阴极保护）的优点是：

1. 驱动电压高；
2. 输出电流大；
3. 适用于各种土壤电阻率的环境；
4. 适用于裸管和涂层较差的构筑物；
5. 能够灵活控制电流输量；
6. 能够保护较大的范围较广的构筑物。

其缺点是：

1. 安装费用高；
2. 维护费用高；
3. 每月交电费；
4. 对外部管线有干扰。

上述报道较全面地归纳了两种保护方式的优缺点，这些不仅是客观事实，并被国内的许多单位所证实。据此将其归纳为该条条文，作为使用单位进行保护方式选择时的依据。

5.1.2 阴极保护是一种成熟而有效的防腐措施，国外对此项技术十分重视，应用也很广泛。例如日本东京地区有高压、中压、低压煤气管道约 3000km，共设有外加电源保护设备 200 台，排流器 220 台，镁合金牺牲阳极 3000 根，每年阴极保护投资七亿日元（不包括人工费用）。日本在 1972 年 12 月 25 日做出决定，所有石油管路和高压管道（大于 10kgf/cm^2 ）必须有防腐涂层和电法保护。美国煤气公司和石油公司提出的标准，于 1971 年 7 月 1 日经国家运输局（DOT）批准在全美国推行。该标准规定：

凡新敷设的管道应有良好涂层，同时加有电气防蚀措施；旧管道有涂层者，在标准公布后一律采用电化学保护，裸管在腐蚀性大的区域采用电化学保护。

从学习国外的先进技术，确保防腐蚀效果的角度出发，全部采用阴极保护是最理想的。但从我国当前的实际情况考虑，这一要求还难以实现。条文中针对石油天然气行业的特点和现实、阴极保护应用技术的成熟程度、管道和储罐的重要性等，采用三个级别的用语分别做了规定。

5.1.3 阴极保护工程与主体工程相比较，不能不占次要的地位。所以往往不被人们所重视，特别是在任务重、时间紧的时候，更容易被人们所忽视。据我们不完全调查，除长输管道外，几乎所有的油田对该项工作都不够重视，管道施工后阴极保护不能投入使用，甚至一拖几年。该条的规定，就是要引起人们的普遍注意，不允许拖延。

1 一般地区规定管道埋地六个月的期限，就是说不管管道投产与否，在此期限内，只要设计有阴极保护，就应投入运行。

六个月的限期不会对管道造成较大的腐蚀影响。这点规定比美国联邦法规集规定的一年之内阴极保护投入运行的要求更加严格了。

2 对于埋设在杂散电流地区的管道，情况往往比较复杂，难以做出定量的时间规定。定性的提出可以给设计人员留有余地，但绝不是可以放任不管。因杂散电流的腐蚀破坏是十分严重的。如辽河油田到鞍山化肥厂的一条天然气管道，建成 14 个月投产时，出现大面积腐蚀穿孔，被迫进行大修。鞍钢电气铁路调查结果发现电流损失量达 30% 以上，干扰电流在某一点的最大排流量超过 500A。

本条这样定性地提出要求，是让设计者重视杂散电流的大小、管道防腐涂层的质量优劣等各项因素，确定排流、屏蔽、阴极保护等投产日期，但最长不应超过三个月。

5.1.4 随着我国工农业生产的迅速发展，埋地管道日益增多，

各企业之间往往因外加电流阴极保护的干扰电流影响而发生矛盾。如沈阳至大连的长输管道在设计中就发生过这种情况。外加电流阴极保护管道对其它管道的影响也是直流电干扰，所以作为一条加以写明是因为在油、气田和长输管道工程中经常遇到这种情况，也往往因此而造成互相扯皮，以致造成浪费和拖延工期。尽管确定这项原则十分困难，许多影响因素如防腐涂层质量、土壤性质、保护电流的大小、阳极接地装置的位置等等，每一工程都各有所异，但制定一个原则也还是可能的，也是十分必要的。

1 两条以上管道平行时，有一条管道设有外加电流阴极保护，此时全部管道采用联合保护最为理想，不仅可以消除因阴极保护对非保护管道的干扰影响，而且可以使其得到保护，延长管道的使用寿命。联合保护尚有节省投资、方便管理等优点，同沟敷设可减少土方工程，且可共同利用同一测试桩，一个测试管理小组可同时管理多条管道的阴极保护。

联合保护时均压线的间距未做定量规定，只提出管道的电压降、涂层质量、管道间距等因素，由设计者视情况不同而确定。根据我们的实践和对一些单位的调查，认为如果管道同时施工，且都采用同一种防腐涂层，或者虽非为同时施工，但老管道有涂层，且老化损坏情况不严重，新管道也采用与老管道防腐层的相同材料，并且是同沟敷设，或者虽非同沟但距离小于 5m 时，均压线距离可取 3~5km。其它情况均压线间距要小些，可取 1~2km 即可。如果有一条管道是裸管，或者近似于裸管，在这种特殊条件下，均压线距离还要小到几百米。若有条件测试阴极保护的管道电压降，则可由电压降来确定均压线的距离，通常认为电压降 100mV 时连通均压线即可。

阴极保护管道同非保护管道距离应大些。设计者可参阅原苏联邮电部编制的《地下通信电缆防蚀指南》一书中介绍的临界距离计算公式进行计算，确定相对距离。

大庆至抚顺输油管道的测试表明，距接地阳极 500m 左右，两管道距离在 5m 以内，没有发现干扰影响。距离定为 10m，在

一般情况下是可以避开干扰影响的。在特殊情况下，管道间距满足不了规定时，条文中规定的处理方法通常也是较为安全的。

2 两管道交叉时距离越大干扰影响越小，甚至无影响，但实际是办不到的。第一，集输工艺不允许；第二，投资费用增加，经济不合理。采用本条第二款的规定，对一般防腐涂层较好的管道可以避免干扰影响的产生。

5.1.5 外加电流阴极保护管道与埋地通信电缆的安全设计原则，是根据下述资料制定的。

原苏联邮电部编写的《地下通信电缆防蚀指南》一书中指出：“当电缆不可能敷设在临界距离（按设计计算公式计算得出）以外时，从减少防腐蚀措施费用的观点出发，电缆的敷设在约距输送管 5~10m 外为宜”。交叉时，“它们相互间的垂直距离应不小于 0.5m。”

德国《阴极保护手册》一书中指出：阴极保护管道与其它管道和电缆交叉时，尽可能做到其净距大于或等于 0.3m。若特殊场合 10cm 的净距也保证不了，则建议在交叉地方装配足够坚固的塑料板作为中间垫。

1978 年由原邮电部设计院和原石油部管道勘察设计院等单位，在秦—京输油管线与 1021 对称电缆平行地段进行了一次干扰影响的实际测试。在 30km 的平行段内测量了 19 个点，其中有 5 点平行距离超过 60m，其余 14 个点均在 60m 以内，最近者只有 25m，还有一个交叉点。测量结果只有两个测点的干扰漂移电位超过 20mV，而这两个测点均都不在最短的平行距离上。交叉点的干扰漂移电位只有 5mV。

上述国内外的资料报道和现场的实测结果表明，如果管道的防腐涂层质量较好，阴极保护的干扰很小。采用条款中规定的指标在一般情况下可以避免干扰造成的影响，说明制定的条款是符合实际情况的，同时也与我国石油天然气行业的有关标准相吻合，与其它国家的标准相一致。

5.2 阴极保护准则

5.2.1 阴极保护的效果可以通过被保护体的表面检查，如有无腐蚀、腐蚀类型、腐蚀深度、腐蚀产物分析、金属壁厚测试等，来判断阴极保护的效果如何，但有时并不适用，主要是通过电参数的测量来确信，这是世界所有国家均采用的判别方法，并被实践证实是行之有效的。由于实际工程上的阴极保护系统情况复杂，单一的判据有时会失去其真实性，所以往往需要取多个判据，通过综合分析，得出准确的判断。

该条推荐了在正常情况下阴极保护的两款判别标准。所谓正常情况可作如下解释：一是不含 5.2.2 条所列举的内容，二是防腐层无脱离或其它原因而造成的电屏蔽。

阴极保护的判别标准自 1824 年英国科学家汉弗来·大卫发明了这一技术以后，就引起了世界各国的关注，美国和英国于 60 年代先后颁布了各自的规定。

美国国家联邦法规规定：

1. 保护电位为 -0.85V （相对饱和硫酸铜参比电极，以下同）或更负；
2. 通电后，阴极电位向负方向变化最低为 300mV ；
3. 管地极化电位向负方向变化最小为 100mV ；
4. 保持与 $E-\log i$ 对数曲线的泰佛尔曲线的原始值一样，或电位更负；
5. 电流自电解质流向构筑物。

英国国家标准局（BSI）规定标准有三条：

1. 对好气性土壤，最小保护电位为 -0.85V ；
2. 对嫌气性土壤，最小保护电位为 -0.95V ；
3. 对有保护涂层的管道，最高保护电位为 -2.5V 。

在我国，大港油田、胜利油田和四川气田均做过现场埋片试验，结果见表 3。

显然当保护电位为 -0.85V 时，平均保护度达 83.5%。试

验证明国外规定的这项指标是合理的。

表 3 电位 -0.85V 时的保护度

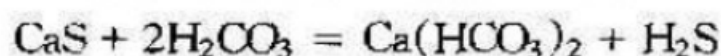
试验单位	质量 (g)			保护度 (%)	备 注
	原始	试后	失重		
大港油田	385.31	384.37	0.94	75.0	168d
	413.46	412.16	1.30	65.5	168d
胜利油田	199.704	199.520	0.184	92.5	133d
	207.705	207.550	0.155	94.5	133d
四川输气管线	—	—	0.9	90.0	—

文中所做的两款判别标准是引自 NACE RP 0169—92 修订后的版本，将原规定的五款标准改为两款。

应该指明的是：为了测取较准确的电位，有时将参比电极尽量地置于管道或储罐的被测定点附近，这固然可以消除测试中的“IR”降引起的误差，提高测试结果的准确性，但是对有防腐层的管道和储罐，即使将参比电极置于防腐层的表面，测取的电位还是靠近参比电极附近的防腐层缺陷处的电位。如果该处距参比电极较远，仍会产生较大的“IR”降，从而降低了测试结果的准确性。这一问题在测取电位时一定要引起重视。

5.2.2 该条介绍了几种特殊情况下钢铁阴极保护的判别标准。

1 对于嫌气性土壤含有硫酸盐还原菌时，英国标准协会 (BSI) 规定其保护电位为 -950mV 或更负。国外的学者研究证明，当硫酸根的含量大于 0.5% 时，则有硫酸盐还原菌活动。此时产生如下反应：



该反应会使土壤中的腐蚀电流成倍增加。据资料报道，此时的最小保护电位最小为 -920mV。综上所述，文中取至少达 -950mV。

2 通常钢铁对土壤的自然电位为 -550mV 左右,但当管道或储罐置于混凝土中或埋设在干燥的、充气的高电阻率土壤中时,其自然电位要“正”一些。如新疆的克—独管道为 -500mV ,大庆至抚顺长输管道在某一区域为 -350mV ,北京的房—京管道有一段为 $-350\sim-400\text{mV}$ 。此时测得的阴极极化电位达到该款规定就足够了。

3 当储罐和管道产生应力腐蚀,并可能造成应力腐蚀开裂时,其有效保护电位应较正常保护电位,即 -850mV 更负一些。款中没有给出定量数据,通常应考虑应力的该处防腐层的状况,并通过试验或依据有关的相类似条件的相关有效电位来确定。

5.2.3 试验结果表明,钢铁在阴极保护时,其保护电位达到 -1500mV 的时候就会产生析氢反应。由于析氢一方面会在防腐层破损处不断地损坏防腐层的粘结性,使破损面不断扩大,同时会因析氢引起钢铁的“氢脆”,降低材质的强度。对阴极保护负电位的限制,世界各国也都做过试验,并依据其结果制定了相关的标准。如英国标准协会(BSI)规定,对有防腐层的管道其保护电位不得负过 2500mV 。最负电位的定量标准与所采用的防腐层材料和质量有重要关系。设计时,应根据选用的防腐层材料和结构给出最负电位的范围,以免产生阴极剥离。

5.2.4 规定了测试阴极保护电参数时应遵循的行业标准,以确保测试结果的准确性和可比性。

5.3 电 绝 缘

5.3.1 为便于阴极保护的实施和提高阴极保护效果,在阴极保护的管道或储罐系统中,经常需要设置电绝缘。这些绝缘装置应根据介质的温度、压力、绝缘电阻和机械强度的大小进行选择。

5.3.2 电绝缘应用最普遍的是绝缘法兰和绝缘接头。该条规定了通常设置的部位。

1 管道和井、站、库、场是两个不同的系统,即便是全部

采用阴极保护，前者是一条或几条直线式金属构筑物，后者则是网状金属构筑物，阴极保护的具体实施方案是不同的，一般不宜置于同一保护系统。采用绝缘法兰，则可分别处理，灵活性大。

2 管道和设备所有权的分界处，系属两单位管理，装设绝缘法兰可以消除因管道施以阴极保护而对设备造成的干扰影响，同时也便于进行独立的经济核算。

3 支管和干线管道如果属于两个单位，装设绝缘法兰的道理同上。同属于一个单位，就其重要程度而言是不同的，装设绝缘法兰可以确保干线的保护效果。如果支管也需保护时，处理方法也很简单，装设金属跨接线即可。总之灵活性大，便于进行各种处理。

4 有涂层的管道与裸管其各自的接地电阻相差悬殊，电流分配极其不均。进行电气隔绝便于对其进行分别保护，可以取得较好的技术经济效益。

5 大型穿、跨越段的管道置于套管之内，且套管又与管道绝缘，阴极保护实际上对该管段不起保护作用，而且可能引起干扰腐蚀。绝缘后，不仅可以避免上述情况的发生，且可以对套管段进行单独处理。

6 如果一条管道由于技术上或实际需要等原因，一部分需要设阴极保护，而另一部分不需设阴极保护，在其分界处装设绝缘法兰，其目的就是为了控制阴极保护系统的电流流向，节省阴极保护的功率消耗，且便于管理。

5.3.3 绝缘法兰和绝缘接头是由钢铁和非金属的绝缘材料组合而成的，其中非金属的绝缘材料强度低、易损坏。为确保其绝缘性能，且不产生渗漏现象，本条规定了安装时应注意的事项。

1 规定了选择绝缘法兰和绝缘接头的技术条件。

2 该款的规定是为了安全。绝缘法兰所分离的两部分金属，由于带电程度不同，一般有0.5V左右的电位差。在金属偶然短接时，会产生火花。所以在有可燃气体的密闭场所不应设置。

3 管道的胀力弯处受力最大，会引起绝缘垫、套的损坏，

不仅会失去绝缘作用，有时还会造成漏油、漏气、漏水等，所以此处禁止装设，以远离为好。

4 绝缘法兰或绝缘接头的装设也会产生一种不利的潜在因素，使非保护管道产生干扰影响，造成加速腐蚀。这种腐蚀多发生在距离绝缘法兰 5~10m 之内。所以规定其两侧 10m 之内的管道外壁做特加强级防腐。

对于输水管道，由于两端有 0.5V 左右的电位差的存在，会使非保护端产生一个阳极电流。为提高绝缘法兰的内阻抗，并将其电流密度下降至无损害，德国认为“最好在绝缘件阴极保护一侧，在长度约为 2D 的地方涂敷电气绝缘层”。为确保使用效果，本款定性地做了规定，内防腐层的一定长度不应小于两倍的管道直径为宜。对其它介质的管道采用的内防腐层，是为了避免在绝缘法兰内出现导电的介质沉积在垫片处或有金属停在法兰两侧出现导电现象。对小口径的管道最短不应小于 300mm，是从焊接上考虑的。因为有时管径很小，如 $\phi 60\text{mm}$ 的管子，其两倍直径才只有 120mm，焊接的温度会影响到法兰本身，容易损坏法兰的绝缘材料。

5 管道装上绝缘装置后，两侧为两个系统。当一侧受到雷电影响或过大电流影响时，会击穿绝缘材料。因此，在设计时应根据实际情况，考虑应否设置保护措施。

5.3.4 规定了绝缘法兰和绝缘接头应遵循的我国的行业标准。

5.3.5 管道穿过金属套管，目的是避免土壤和其它重物损坏管道。如果套管和管道间的空隙中无绝缘措施，则可混入电解质，这种电解质可能造成管道和套管的电化学腐蚀。另外管道施加阴极保护后，它与套管又可能产生干扰影响，所以两者之间应加电绝缘措施。电绝缘材料的滑动可能会损坏管道的防腐层；两端不做好封口，其它杂质会进入夹层中，使电绝缘失去绝缘性能，所以做出了文中的规定。

5.3.6 管道在一般情况下都采用阴极保护，管道上导电的固定支撑必然要增加保护电流，产生所谓的“漏电”现象，增加阴极

保护的功率，造成经济损失。因此，管道与导电的支撑之间应有可靠的电绝缘。然而如果在支撑的两端设有绝缘法兰，则可使这些支撑与管道形成电隔离，避免阴极保护电流的流入，所以，这时也可在管道与支撑之间不设绝缘措施。

5.3.7 该条规定的目的—一是避免金属锚定物增加的阴极保护电流，节省电力消耗；二是不准锚定物对管道产生屏蔽影响。因为屏蔽可能会影响管道的阴极保护效果，同时还可能引起干扰影响。

5.4 电连续性

5.4.1 任何一条管道都必然会装设一些如阀门、三通等管件，这些管件如果是螺纹或其它机械连接，则可能会降低其导电性能，那么阴极保护电流就会受阻。因为管道相当于汇流回归的电流母线，在这些导电性差的部位使回归电流受阻，影响管道的阴极保护效果。为了避免这种情况的发生，文中强调了应采取的措施。

5.5 腐蚀控制检测点

5.5.1 规定了阴极保护管道检测点应设置的位置。

1 被保护管道的汇流点，是整个被保护管道电位最负之处。测试该处参数则可检查是否超出管道防腐层所允许的最负电位。而被保护管道末端，则是整个管道负电位最小之处。测试该参数则可检查保护末端是否达到保护标准。

2 沿管道设置的测试桩，是为了检测管道沿线各处的保护情况。各国规定的测试桩埋设距离不完全一样。美国腐蚀工程师协会规定每 4.8km 设一个，德国则规定每相距 1~2km 地方设辅助电位检测点。

我国过去多数单位的习惯作法是每 1km 设一个检测点，同时与管道的里程桩合用。该规定符合我国的习惯作法，并被实践证实是合理可行的。

3 牺牲阳极的安装处相当于外加电流保护的汇流点，是电位最负处，同时可以测取阳极的开路电位和管道的自然电位。两组阳极的中间处相当于外加电流保护的末端，是负电位最小处，可判断牺牲阳极的保护范围是否达到此处。

4 绝缘法兰或绝缘接头两侧的管道上设置的测试导线，是为了测取两侧的电气参数，并在必要的时候，利用该导线采取其它的防护措施，如排流等。

5 管道与其它金属构筑物的交叉处易产生干扰影响，此处设测试桩便于测取相互干扰影响，并可在此采取排流或均压等措施。

6 管道穿越段均属重要区域，大多设套管，施工难度大，投资多，必须确保安全，设有检测点不仅可以检测保护效果，而且可以在必要时采取其它措施，如施以小容量的外加电流阴极保护或设牺牲阳极保护等。

7 管道穿越套管时，两者将成为两个单独的金属体，如果管道采取阴极保护，则套管会成为内管道屏蔽体，此时管道会形成不正常的电位，而套管必将会成为地电场的干扰体。在该处设检测点可测到两者的真实状况，并便于采取处理措施。

8 交直流电干扰地区的情况非常复杂，对管道影响也特别严重。为了测取有关的电参数必须设足够的检测点，包括电位和电流两种测试桩。由于情况复杂，加上保护的方法也多种多样，难以做出定量规定，应由专业技术人员根据杂散电流的性质、稳定性、大小及管道防腐层质量等因素考虑确定。

5.5.2 规定了储罐阴极保护应设置的检测点。

1 有些地区储罐罐底的外部需做阴极保护，而阳极地床或牺牲阳极一般埋在罐底外，此时罐底中心则处于保护末端。如果阳极地床或牺牲阳极设在罐底中心下，则罐底中心处于汇流处。所以无论采取哪种方式罐底中心都应为重点检测点。而罐底的周边均处于保护电位衰减处，设置测试桩则可测取到保护的衰减程度和保护状况。

2 当储罐内储存的是电解质时，通常设有阴极保护，此时在罐底中心和罐壁的上、中、下设测试点可观测到整个罐体各部位的保护电位大小，由此可判断出各处的保护效果，并可根据测试情况调整阳极的位置和给定电流的大小。

5.5.3 测试桩和测量导线的设置考虑了以下因素：

1 测试桩是为测取电参数而设置的，经常并长期使用，所以必须坚固耐久。有些管道距离很长，一些地段杂草丛生，难以寻找，所以测试桩应该醒目，易于发现，并应为测试创造较好的环境。

2 测试桩编号是为了寻找和记录。通常测试桩是按油（水）流动的方向顺序编号。

3 测试导线是测试桩的重要部分，它直接连通被测点。一般采用双塑料绝缘铜芯电缆，一是为了确保强度，二是为了确保其绝缘性。要求有足够的机械强度是为了防止其损坏，良好的导电性是为了保证所测参数准确性。测试导线留有一定的裕量是为了防止土壤沉降时将之拉断。

4 测试导线与金属构筑物的连接处，无论采取何种连接方式都将使线头和金属裸露，该处做好防腐层是确保测取参数准确性的关键之一，同时也是为了避免在该处造成腐蚀损坏。

5.5.4 通常电位测试桩比较简单，而电流测试桩则有些特殊要求。因此设电流测试桩时应避开有影响的位置。条文中的三款规定都会对管道电流测取的真实性有影响，所以必须避开。

5.6 阴极保护的设计

5.6.1 条文中所列的五款是在做阴极保护系统设计时，应考虑的相关问题。其目的是提醒阴极保护的设计人员，在进行具体工程设计时考虑全面一些，以确保阴极保护达到保护标准，并能经济地、可靠地运行，且对附近地下金属构筑物的干扰影响降至最低限度。

5.6.2 该条规定了阴极保护系统的设计应满足的要求。

1 被保护的管道和储罐只有在足够的阴极保护电流的作用下，才能使之得到阴极极化，达到保护的目。合理地分配阴极保护电流，才能使被保护的管道和储罐的各个部位都达到阴极极化，满足阴极保护的判据。这是阴极保护的最主要的目的。

2 阴极保护是靠放电的阳极接地释放电流，通过电解质将电流流入被保护的管道或储罐上。如果靠近被保护体附近或接地阳极附近有其它的金属构筑物，则该构筑物将会产生干扰影响。因此，在进行阴极保护设计时，必须予以考虑，合理地选择阴极保护站和接地阳极的位置，控制阴极保护电流大小，把这种干扰影响降至最小。这是阴极保护的另一个目的。

3 阳极接地系统是阴极保护的重要组成部分。由于其不断地释放电流，将会逐渐腐蚀，所以设计时应通过计算，既要满足接地电阻的要求，又要有足够的使用年限。特别是使用深井阳极时，由于造价高，又不能更换，应该与被保护体的使用寿命相当。对于浅埋阳极，综合考虑技术经济效益后，不一定设计与被保护体等同寿命的阳极系统，但必须提供更换的周期和更换的措施。

4 管道和储罐的阴极保护都是与防腐层联合使用。由于管道和储罐的防腐层在使用过程中，均会产生各种损坏，致使所需的阴极保护电流将不断增加，才能满足阴极保护判据的需要。所以在设计阴极保护电源的容量时，应留有充分的裕量。按过去的经验，通常可按最初所需的保护电流一倍来选用。

5 阳极地床的放电是引起对附近地下金属构筑物干扰影响的重要原因，所以选择其位置应尽量远离地下金属构筑物。此外尚应注意选择在地势低洼、潮湿、电阻率小的地方，以降低接触电阻。阳极材料由于放电消耗很快，为了延长使用年限应选择耐腐蚀的材料，如石墨、高硅铸铁等材料。

6 常用的牺牲阳极有镁基和锌基两种。一般是根据介质电阻率的大小来选择，电阻率大时宜选用镁基阳极，电阻率小时宜选用锌基阳极。同时还应根据防腐层的质量、被保护体的重要程

度及设计使用年限等因素，选取阳极的规格、数量及寿命。

7 阴极保护运行后，为了检测其保护效果是否达到阴极保护的判据，以及阴极保护的运行状况，必须设有适当的监视系统。

5.6.3 阴极保护设计所用的资料。这一条中所列的三款是进行阴极保护设计时的基础资料和数据。这些资料可以为设计人员选择阴极保护种类提供依据。如选用外加电流阴极保护，这些资料可以为设计计算提供参数，选择阴极保护站和阳极地床的位置，计算保护长度和保护电流大小、阳极数量及接地电阻和使用年限等。如选用牺牲阳极可为确定是镁合金还是锌合金牺牲阳极，计算阳极数量及输出电流、确定阳极埋设距离等等。其中工作难度大的是现场调查和腐蚀数据测试，但经验丰富的设计人员，针对具体工程的实际情况，可取以前的经验数据。此时该项繁琐的工作就可以不进行了。

5.6.4 规定了外加电流阴极保护设计应遵循的国家现行标准。

5.6.5 规定了牺牲阳极阴极保护设计应遵循的国家现行标准。

5.6.6 规定了储罐罐底外壁阴极保护设计应遵循的国家现行标准。

6 干扰腐蚀的控制

6.1 直流电干扰

6.1.1 规定了直流杂散电流对埋地管道干扰腐蚀程度的判断方法。

1. 直流电干扰来自电流干扰源。直流电干扰源种类繁多，本节所指的直流电干扰源，主要是阴极保护系统和直流电气化铁路。

阴极保护是以大地为导体的直流电系统。由于土壤的带电会造成电位梯度，管道处于这种环境中就必然产生不同的对地电位，有的区段电流流入管道，而从另外的区段流出。因为阴极保护系统负载比较稳定，漏失的电流也比较稳定，所以有的人也称该种干扰影响为静态干扰。

直流电气化铁路的干扰影响与上述情况有所不同。随着电气机车负载的变化，电流也将有较大变化。特别是有几个供电电源可以互为备用时，随着机车运行部位的不同，或者其中一个电源停止供电时，电流的流动方向可以发生逆转，此时受干扰管道的正负极也将发生变化。因此有的人也称这种干扰为动态干扰。

上述两种干扰影响的电流都有一定的路线，干扰源有电流流入土壤的部位，也有流入回归的部位，干扰电流从流出到流入所经过的路线是造成干扰影响的重要区域。如果地下管道置于这个区域，则产生的干扰腐蚀必然严重。

测试管道的电位一般可以判定是否存在干扰影响。根据测试人员的经验，如果管道在阴极保护没有投入运行时，其对地的电位较相同环境的电位负移很大，通常可能是干扰电流流入管道的区域，即是干扰影响的阴极区；如果测试的电位正向偏移较大

时，通常可能是干扰电流流出的区域，即是干扰影响的阳极区。并可根据电位“负”移或“正”移的数值大小判断其干扰影响的严重程度。

2. 采用土壤电位梯度评价直流杂散电流干扰腐蚀程度的指标，取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—95。

6.1.4 规定了直流电干扰影响的测试和采取排流保护措施应遵循的国家标准。

6.2 交流电干扰

6.2.1 该条判定指标取自《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—95。

6.2.2 排流保护效果的评价指标也是取自上述标准。

6.2.3 交流电的干扰影响是个十分复杂的问题，既有干扰腐蚀问题，又有安全问题。

从1907年海顿发表的第一篇关于交流电引起的金属腐蚀论文到现在，虽然已有90余年历史，但许多问题尚未搞清。积国内外90余年的研究证明，交流输电线路发生故障时，对附近的地下金属管道可产生千伏以上的高压感应电压，虽然时间只有0.5s左右，但它一方面威胁着人身安全，同时又可击穿管道的防腐层，甚至形成电弧烧穿管道。

据1974年国际大电网会议报道，与电力线平行的35km长的地下钢质管道，在电力线正常运行时，仍可对管道产生高达46V的干扰电压；就是在低压配电系统中，也可产生25V的干扰电压。

研究结果证明，对管道的每10V交流干扰电压引起的腐蚀，相当于0.5V的直流电造成的腐蚀。

综上所述，交流电引起的危害是不容忽视的。接地体是交流输电线路放电的集中点，危害性极大。

国外对安全距离的规定亦有报道，如德国干扰事务仲裁处与

输气输水专业人员协会 (DVGW) 和电子技术人员联盟 (VIDE) 联合制定了“管线和接地装置之间的间距允许增大至 2m。经与管道经营者协商拟定最小间距为 0.5m”同时通过试验结论为“绝缘的管线和接地装置之间间距 500mm 不需要考虑工作电压的高低，而足够达到可靠地工作”。美国联邦法规集的标准指出：管道与输电线铁塔脚接地以及平衡网路埋地地线之间，必须保持 10ft (3.048m) 的最小距离。

我国四川成都科技大学和四川石油勘察设计研究院，在认真学习国外研究成果的基础上，经过多年的试验研究，运用电场理论和电化学理论相结合的分析方法，提出了最小安全距离指标。该条的规定系来源于此。

6.2.4 规定了交流电干扰影响的测试和采取排流保护措施应遵循的国家标准。