

ICS 75. 200

E 98

备案号：29833—2010

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

P

SY/T 6784 — 2010

钢质储罐腐蚀控制标准

Standard of corrosion control for steel storage tank

2010—08—27 发布

2010—12—15 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国石油天然气行业标准

钢质储罐腐蚀控制标准

Standard of corrosion control for steel storage tank

SY/T 6784—2010

主编部门：中国石油天然气集团公司

批准部门：国家能源局

石油工业出版社

2010 北京

国家能源局

公 告

2010 年 第 3 号

按照《能源领域行业标准化管理办法（试行）》的规定，经审查，国家能源局批准《高含硫化氢气田集输场站工程施工技术规范》等 111 项行业标准（见附件），其中包括石油天然气标准（SY）94 项、电力标准（DL）10 项和能源标准（NB）7 项，现予以发布。

附件：行业标准目录（节选）

国家能源局

2010 年 8 月 27 日

附件：

行业标准目录

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY 4118—2010	高含硫化氢气田集输场站 工程施工技术规范			2010-08-27	2010-12-15
SY 4212—2010	石油天然气建设工程施工 质量验收规范 高含硫化 氢气田集输场站工程			2010-08-27	2010-12-15
SY 4213—2010	石油天然气建设工程施工 质量验收规范 高含硫化 氢气田集输管道工程			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0441—2010	油田注汽锅炉制造安装技 术规范	SY/T 0441—2001		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0442—2010	钢制管道熔结环氧粉末内 防腐层技术标准	SY/T 0442—1997		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0457—2010	钢制管道液体环氧涂料内 防腐层技术标准	SY/T 0457—2000		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 0460—2010	天然气净化装置设备与管道安装工程施工技术规范	SY/T 0460—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0510—2010	钢制对焊管件规范	SY/T 0510—1998 SY/T 0518—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0544—2010	石油钻杆内涂层技术条件	SY/T 0544—2004		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0556—2010	快速开关盲板技术规范	SY/T 0556—1999		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 4117—2010	高含硫化氢气田集输管道焊接技术规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 4119—2010	高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5141—2010	石油钻机用离心涡轮液力变矩器	SY/T 5141—2002 SY/T 5716.9—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5216—2010	钻井取心工具	SY/T 5216—2000 SY/T 5414—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5251—2010	油气井录井项目内容及质量基本要求	SY/T 5251—2003		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 5358—2010	储层敏感性流动实验评价方法	SY/T 5358—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5362—2010	生产测井油气水流量模拟试验装置技术规范	SY/T 5362—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5367—2010	石油可采储量计算方法	SY/T 5367—1998 SY/T 6193—1996		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5386—2010	裂缝性油(气)藏探明储量计算细则	SY/T 5386—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5454—2010	垂直地震剖面法勘探技术规程	SY/T 5454—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5486—2010	非常规地层测试技术规程	SY/T 5486—1999		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5504.5—2010	油井水泥外加剂评价方法 第5部分:防气窜剂			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5504.7—2010	油井水泥外加剂评价方法 第7部分:加重剂			2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 5518—2010	石油天然气井位测量规范	SY/T 5518—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5532—2010	石油钻机绞车	SY/T 5532—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5600—2010	石油电缆测井作业技术规范	SY/T 5465—2005 SY/T 5941—1994 SY/T 5600—2002 SY/T 6180—1996 SY/T 6181—2005 SY/T 6413—1999		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5643—2010	抽油杆维护和使用推荐作法	SY/T 5643—1995	API RP 11BR: 2006, IDT	2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5676—2010	石油钻采机械产品用高压锻件技术条件	SY/T 5676—1993		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5699—2010	提升短节	SY/T 5699—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5723—2010	山地地震钻机	SY/T 5723—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5757—2010	油田注入水杀菌剂通用技术条件	SY/T 5757—1995 SY/T 5890—1993		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 5782—2010	岩性油（气）藏探明储量 计算细则	SY/T 5782—1993		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5794—2010	钻井液用沥青类评价方法	SY/T 5794—1993		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5819—2010	陆上重力勘探技术规程	SY/T 5819—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5889—2010	除氧剂性能评价方法	SY/T 5889—1993		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5912—2010	牙形石分析鉴定方法	SY/T 5912—1994		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5940—2010	储层参数的测井计算方法	SY/T 5940—1994		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5965—2010	油气探井地质设计规范	SY/T 5965—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5991—2010	套管、油管、管线管及钻 杆螺纹保护器	SY/T 5991—1994		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6055—2010	石油重力、磁力、电法、地 球化学勘探图件编制规范	SY/T 6055—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6082—2010	石油地震勘探车装钻机使 用和维护	SY/T 6082—1994		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6098—2010	天然气可采储量计算方法	SY/T 6098—2000		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 6107—2010	油藏热物性参数的测定方法	SY/T 6107—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6117—2010	石油修井机使用与维护	SY/T 6117—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6124—2010	气举排水采气工艺作法	SY/T 6124—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6156—2010	气枪震源使用技术规范	SY/T 6156—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6218—2010	套管段铣和定向开窗作业方法	SY/T 6218—1996		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6234—2010	埋地输油管道总传热系数的测定	SY/T 6234—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6257—2010	蒸汽吞吐注采工艺方案设计	SY/T 6257—1996		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6269—2010	石油企业常用节能节水词汇	SY/T 6269—2004		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6378—2010	油水井取套回接工艺作法	SY/T 6378—1998		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6415—2010	油气探井录井资料质量评定与归档项目	SY/T 6415—1999		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6451—2010	探井测井数据处理与资料解释技术规范	SY/T 6451—2000		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 6464—2010	水平井完井工艺技术要求	SY/T 6464—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6472—2010	油田生产主要能耗定额编制方法	SY/T 6472—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6530—2010	非腐蚀性气体输送用管线管内涂层	SY/T 6530—2002	API RP 5L2: 2002, MOD	2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6544—2010	油井水泥浆性能要求	SY/T 6544—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6567—2010	天然气输送管道系统经济运行规范	SY/T 6567—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6569—2010	油田注水系统经济运行规范	SY/T 6569—2003		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6737.3—2010	生产测井下井仪系列通用技术条件 第3部分:工程			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6790—2010	过套管电阻率测井作业规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6791—2010	油气井射孔起爆装置通用技术条件及检测方法			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6792—2010	钻进式井壁取心技术规范			2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 6793—2010	油气输送管道线路工程水工保护设计规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6794—2010	可盘绕式增强塑料管线管的评定		API RP 15S; 2006, IDT	2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6795—2010	石油天然气工业用钢骨架增强热塑性树脂复合连续管及接头			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6796—2010	油气田开发图例及编图规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6797—2010	注水井分层流量实时测调仪			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6798—2010	石油岩石孔隙体积压缩系数测定仪			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6799—2010	石油仪器和石油电子设备防雷和浪涌保护通用技术条件			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6800—2010	阵列感应成像测井仪			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6801—2010	石油钻机液压盘式刹车安装、使用与维护			2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 6802—2010	油田套管补贴用膨胀管总成			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6803—2010	海洋修井机			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6804—2010	海洋平台钻机设施布置规范			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 10019—2010	海上卫星差分定位测量技术规程	SY/T 10019—1998		2010-08-27	2010-12-15
SY 5445—2010	石油机械制造企业安全生产规范	SY 5445—1999		2010-08-27	2010-12-15
SY 6355—2010	石油天然气生产专用安全标志	SY 6355—1998		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0087.3—2010	钢质管道及储罐腐蚀评价标准 钢质储罐腐蚀直接评价	SY/T 0087—1995		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 0320—2010	钢制储罐外防腐层技术标准	SY/T 0320—1998		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 10037—2010	海底管道系统	SY/T 10037—2002		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 4084—2010	滩海环境条件与荷载技术规范	SY/T 4084—1995		2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 5502—2010	石油物探标准劳动量折算方法	SY/T 5502—1992		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 5805—2010	输配电线路安装工程劳动定额	SY/T 5805—1996		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6455—2010	陆上石油工业安全词汇	SY/T 6455—2000		2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6775—2010	滩海堤坝坝体检测规程 (瑞雷波法)			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6776—2010	海上生产设施设计和危险性分析推荐作法			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6777—2010	滩海人工岛安全规则			2010-08-27	2010-12-15
SY 6779—2010	高含硫化氢气田集气站场安全规程			2010-08-27	2010-12-15
SY 6780—2010	高含硫化氢气田集输管道安全规程			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6783—2010	石油工业计算机病毒防范管理规范			2010-08-27	2010-12-15

标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
SY/T 6784—2010	钢质储罐腐蚀控制标准			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6787—2010	水溶性油田化学剂环境保护技术要求			2010-08-27	2010-12-15
SY/T 6788—2010	水溶性油田化学剂环境保护技术评价方法			2010-08-27	2010-12-15

前 言

本标准是根据石油工业工程建设专业标准化委员会防腐蚀工作组油标建防分字〔2007〕2号“关于发送2007年石油工程建设防腐蚀标准制修订项目计划的通知”的要求，由中国石油集团工程技术研究院负责，中国石油规划总院、大庆油田工程有限公司等单位参加制定的。

本标准主要技术内容包括：总则、基本规定、防腐层设计、阴极保护设计、其他腐蚀控制措施、施工及验收、运行管理和健康、安全与环境（HSE）等。

在本标准执行过程中，请各单位结合工程实践，认真总结经验，如发现需要修改或补充之处，请将意见和建议寄往中国石油集团工程技术研究院（邮编：300451，地址：天津市塘沽区津塘公路40号，电话：02266310313，传真：02266310313，电子邮件：huangguibai@cnpc.com.cn）。

本标准由石油工程建设专业标准化委员会防腐工作组提出并归口。

本标准由中国石油集团工程技术研究院负责解释。

联系地址：天津市塘沽区津塘公路40号，邮编300451。

本标准主编单位：中国石油集团工程技术研究院。

本标准参编单位：中国石油规划总院、大庆油田工程有限公司。

本标准主要起草人：黄桂柏、张其滨、韩文礼、卢绮敏、杨柏兰。

本标准主要审查人：张清玉、班兴安、刘学勤、欧莉、林建荣、冯洪臣、李英义、高长坤、黄春蓉、许敬、葛艾天、陈守平、崔典、廖宇平。

目 次

1	总则	1
2	基本规定	2
3	防腐层设计	6
3.1	表面处理	6
3.2	外防腐层设计	6
3.3	内防腐层设计	8
3.4	防腐层大修及维修设计	11
4	阴极保护设计	12
4.1	一般规定	12
4.2	阴极保护准则	13
4.3	罐底板外表面阴极保护设计	14
4.4	罐内阴极保护设计	17
5	其他腐蚀控制措施	19
6	施工及验收	20
6.1	表面处理	20
6.2	涂装	21
6.3	防腐层大修及维修施工	24
6.4	阴极保护施工	25
6.5	阴极保护工程试运行及调试	27
6.6	工程验收	28
7	运行管理	29
7.1	防腐层管理	29
7.2	阴极保护管理	29
7.3	腐蚀控制记录	30
8	健康、安全与环境 (HSE)	31

本标准用词说明	32
引用标准名录	33
附件 钢质储罐腐蚀控制标准 条文说明	35

Contents

1	General	1
2	Basic principles	2
3	Design of coating	6
3.1	Surface preparation	6
3.2	Design of external coatings	6
3.3	Design of internal coatings	8
3.4	Design of coating rehabilitation	11
4	Design of cathodic protection systems	12
4.1	General	12
4.2	<i>Criteria for cathodic protection</i>	13
4.3	Design of external cathodic protection for tank bottom	14
4.4	Design of internal cathodic protection systems in tank	17
5	Other corrosion control measurements	19
6	Construction and acceptance	20
6.1	Surface preparation	20
6.2	Coating application	21
6.3	Repair and replacement of external coatings	24
6.4	Installation of cathodic protection systems	25
6.5	Adjustments of cathodic protection systems	27
6.6	Acceptance	28
7	<i>Operation management</i>	29
7.1	Operation management of coatings	29
7.2	Operation and maintenance of cathodic protection systems	29
7.3	recording of corrosion control	30
8	Health, safety, and environment (HSE)	31

Explanation of wording	32
Normative references	33
Characteristics of the standard	35

1 总 则

1.0.1 为在钢质储罐（以下简称储罐）腐蚀控制工程设计、施工及运行管理中，做到技术先进、经济合理、安全适用、确保质量，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于储存介质温度低于 100℃，储存介质为含油污水、清水、饮用水、原油、石油中间产品、成品油等的新建或在用地上储罐和洞穴内储罐的内外腐蚀控制。

1.0.3 本标准是储罐腐蚀控制工程设计、施工及管理应遵循的最低要求，应积极采用新工艺、新材料、新结构、新技术，优化设计，确定经济合理的腐蚀控制方案。新材料或新技术经五年现场试验证明满足腐蚀控制要求，或在在用的类似储罐工程中得到成功应用，经论证确认，可在相应条件下推广应用。

1.0.4 储罐腐蚀控制工程的设计、施工及运行管理，除应符合本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 基本规定

2.0.1 储罐是否采取腐蚀控制，应考虑以下因素：

1 对于新建储罐，可从其他类似的系统或类似的环境中考查腐蚀速率、腐蚀类型等试验结果。

2 对于在用储罐，应考虑罐体腐蚀状况、防腐层和阴极保护系统的有效性。

3 工程的安全性和经济性。

2.0.2 储罐腐蚀控制工程的设计、施工、投产应与主体工程同步。

2.0.3 储罐腐蚀控制方法主要包括使用防腐层、施加阴极保护，也可按本标准第5章的要求采取其他腐蚀控制措施。

2.0.4 腐蚀控制方法的选择应考虑储罐所处的环境因素和经济因素：

1 储罐所处环境的腐蚀性。

2 储存介质的特性、工作温度、温差引起的金属膨胀和收缩，储罐的工作压力。

3 储罐所属区域类别。

4 储罐与其他设备、装置的相对位置。

5 杂散电流。

6 经济性。腐蚀控制工程的综合经济评价可按《防腐蚀工程经济计算方法》SY/T 0042的规定进行计算。

2.0.5 储罐所处环境的腐蚀性等级划分应符合下列规定：

1 储罐内介质腐蚀性等级划分应符合表2.0.5-1的规定。

2 大气腐蚀性等级划分应符合表2.0.5-2的规定。当大气的年腐蚀速率难以获取时，应按《大气环境腐蚀性分类》GB/T 15957、《金属和合金的腐蚀 大气腐蚀性分类》GB/T 19292.1

或《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》SH 3022 的规定划分大气腐蚀性等级。

表 2.0.5-1 储罐内介质腐蚀性分级标准

项 目	等 级			
	低	中	强	严重
平均腐蚀速度 (mm/年)	<0.025	0.025~0.125	0.126~0.254	>0.254
点蚀腐蚀速度 (mm/年)	<0.305	0.305~0.610	0.611~2.438	>2.438

注：以两项指标中的最严重结果为准。

表 2.0.5-2 大气腐蚀性分级标准

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

3 罐底及其周围土壤腐蚀性的测定可采用原位极化法和试片失重法，并按表 2.0.5-3 的规定划分等级。一般地区也可按表 2.0.5-4 的规定进行分级。

表 2.0.5-3 土壤腐蚀性分级标准

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	0.1~3	3~6	6~9	>9
平均腐蚀速率 [$\text{g}/(\text{dm}^2 \cdot \text{年})$] (试片失重法)	<1	1~3	3~5	5~7	>7

表 2.0.5-4 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	20~50	>50

注：表中的电阻率采用全年的最小值。

4 储罐外表面有保温层时，应考虑保温材料对钢表面腐蚀性的影响。

2.0.6 储罐的腐蚀控制应符合下列规定：

1 除经调查证明不需防腐层外，储罐钢表面应采用防腐层保护。防腐层材料和结构等应根据本标准第 2.0.4 条和第 2.0.5 条的规定、主体工程设计寿命、清罐检修周期及经济性等确定。

2 储存介质腐蚀性较强的储罐内表面应采用防腐层和阴极保护联合保护。

3 除经调查证明不需阴极保护外，新建储罐罐底外表面应采用防腐层和阴极保护联合保护。罐底辅助阳极的设计寿命应与被保护储罐的设计寿命相适应。

2.0.7 储罐腐蚀控制工程所用材料应符合下列要求：

1 选择防腐材料时，应按设计标准和产品使用说明书关于材料适用范围的规定执行，符合使用温度和环境条件等的要求。

2 选择防腐涂料时，应优先选用低挥发性有机化合物（VOC）含量、低毒性、高闪点的产品。

3 选择防腐涂料时，底漆、面漆（中间漆）及固化剂、稀释剂等应互相匹配，并由同一供方配套提供。底漆与面漆（中间漆）的颜色应有区别。除保温层下面漆外，其余防腐层面漆颜色的选择宜按照《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043 的规定执行。

4 选择阳极材料时，应避免腐蚀产物对介质的影响。

2.0.8 储罐腐蚀控制工程所用材料，应具有产品使用说明书和产品质量合格证及检测报告等质量证明文件，其质量应符合国家或行业现行标准的规定。产品使用说明书或产品质量证明文件至少应提供适用范围、技术指标及检测方法等。

2.0.9 储罐腐蚀控制工程应具备下列条件方可施工：

1 施工方应具备防腐工程专业施工资质。应有专业技术人员负责施工技术、质量管理和安全防护。

2 腐蚀控制设计及有关技术文件齐全，施工图纸已经会审。

3 完成施工方案和技术交底，开展了安全技术教育和必要的技术培训，施工人员已熟悉施工方法和技术要求。

4 所用原材料应检验合格。材料需要复验时，可按设计文件要求或产品标准对部分性能进行复验；当对材料质量有怀疑或发生争议需要仲裁时，可对全部性能进行复验。应委托通过计量认证的检测机构进行复验。

5 现场检验仪器应有计量检定合格证并在有效期内；施工机具应安全可靠，并满足工艺要求。

6 防护设施安全可靠，原材料、施工机具及设施齐全，施工用水、电、气能够满足现场连续施工的要求。

7 在采用海水等腐蚀性强的介质试压且海水在罐中停留时间较长时，宜采取临时阴极保护措施。需采用防腐层临时保护时，充水试验前，所有与严密性试验有关的焊缝，均不得涂装涂料。

2.0.10 应按设计文件的规定施工。当需要变更材料或工艺时，应征得设计部门同意，并按新的材料技术性能和施工要求制定相应的施工方案。

2.0.11 应按设计文件和相应标准的规定进行施工过程及最终质量检验，检验结果应做好记录。

2.0.12 储罐腐蚀控制工程经验收合格且防腐层养护期满后后方可投入使用。

2.0.13 本标准应在腐蚀控制专业技术人员的指导下实施。

3 防腐层设计

3.1 表面处理

3.1.1 储罐的表面处理应符合《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》GB/T 8923 和《涂装前钢材表面预处理规范》SY/T 0407 的规定。

3.1.2 表面处理质量应符合相应防腐层国家和行业现行标准及产品使用说明书的要求，也可按下列规定执行：

1 采用磨料喷射处理后，钢表面除锈等级最低应达到 Sa2.5 级；采用锌、铝及其合金金属热喷涂层时，除锈等级应达到 Sa3 级；采用带锈底漆时，表面处理质量应符合产品使用说明书的要求。

2 采用手工或动力工具处理的局部钢表面应达到 St3 级。

3 表面可溶性氯化物残留量不得高于 $50\text{mg}/\text{m}^2$ ，其中，罐内液体浸润的区域不宜高于 $30\text{mg}/\text{m}^2$ 。

4 灰尘数量等级和灰尘尺寸等级应达到《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第 3 部分：涂覆涂料前钢材表面的灰尘评定（压敏粘带法）》GB/T 18570.3 规定的 3 级或 3 级以下。

3.1.3 表面处理锚纹深度应符合防腐层国家和行业现行标准及防腐材料产品使用说明书的要求。

3.2 外防腐层设计

3.2.1 直接暴露于室外大气环境中的储罐钢表面防腐层应具备下列基本性能：

1 良好的耐候性能、抗日光照射、抗风化性能。

2 良好的抗水渗透性能，沿海地区和盐碱地区还应考虑耐

盐雾性能。

- 3 施工工艺较简单，施工质量易保证。
- 4 防腐层对钢铁表面有良好的黏结性。
- 5 易于维修。
- 6 防腐层对环境的影响应符合相应的要求。

3.2.2 直接暴露于室外大气环境中的储罐钢表面防腐层的设计应符合下列规定：

1 防腐层可选用丙烯酸聚氨酯涂料、交联氟碳涂料、聚硅氧烷涂料、氯醚橡胶涂料、氯化橡胶涂料和高氯化聚乙烯涂料及与之配套的中间漆和底漆（如环氧涂料、环氧富锌涂料、无机硅酸锌涂料等），其性能应满足《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 的有关要求。

2 选用符合工程要求的其他类型涂料时，涂料性能和防腐层设计应符合《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》SH 3022 及产品使用说明书的规定。

3 材料和结构可根据防腐层的性能和大气腐蚀性、储存介质温度等因素确定。防腐层厚度应依据涂层配套体系确定，且不应低于 $120\mu\text{m}$ 。

3.2.3 储存易挥发油品（包括低黏度原油、中间馏分油及轻质产品油）的储罐外表面宜采用耐候性热反射隔热防腐层；防腐层厚度应由涂层配套体系确定，且不宜小于 $250\mu\text{m}$ 。其性能除应符合本标准中第 3.2.2 条的规定外，还应满足表 3.2.3 的要求。

表 3.2.3 热反射隔热类防腐涂料技术指标

序号	项 目	技术指标	标准方法	试验条件
1	反射率 ρ	$\geq 70\%$	GB/T 13452.3	波长为 $0.3\sim 1.35\mu\text{m}$
2	半球发射率 ϵ	$\geq 60\%$	GB/T 2680—1994	波长为 $8\sim 13.5\mu\text{m}$
3	导热系数 λ	$\leq 0.25\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	GB/T 10297	

3.2.4 地上储罐保温层下的防腐层性能应符合本标准第 3.2.1 条第 2 款～第 4 款和《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T

0320 的规定，并应考虑保温材料对钢表面的腐蚀性，稠油储罐、石油中间产品储罐保温层下的防腐层还应考虑耐热性。可采用有机富锌涂料、无溶剂环氧涂料、酚醛改性环氧涂料等防腐涂料，防腐层厚度应依据涂层配套体系确定，且不宜低于 $250\mu\text{m}$ 。

3.2.5 洞穴内储罐外表面防腐层应符合本标准第 3.2.1 条第 2 款～第 4 款和第 6 款及《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 的有关规定，采用抗水渗透性能优良的防腐层。可采用富锌涂料、无溶剂环氧涂料，有结露和结水的部位可采用湿固化环氧涂料；防腐层厚度应依据涂层配套体系确定，且不宜低于 $300\mu\text{m}$ 。

3.2.6 储罐边缘板可采用耐候性好的弹性防水涂料贴覆无蜡中碱玻璃布或防水胶带的防腐措施；也可采用其他具有良好弹性、密封性、耐候性和耐蚀性的材料进行防腐。当采用弹性防水涂料贴覆玻璃布时，应符合下列要求：

1 底漆的黏度应为 $50\sim 60\text{s}$ （涂-4 杯）。

2 一次弹性胶泥应在罐壁与罐外边缘板之间填注压紧并形成平整的斜面；二次胶泥厚度不得小于 3mm ，应使面漆的厚度均匀分布。

3 底板与罐基础接触部分的空隙应采用弹性防水材料填充。

4 玻璃布的贴覆接缝处重叠不应小于 50mm ，且不应有褶皱。

3.2.7 罐底板外表面应涂装防腐层，可采用环氧煤沥青等防腐涂料。

3.2.8 储罐外部附件及配套的钢结构、地上管线外防腐层的设计可按本节的有关规定执行。

3.3 内防腐层设计

3.3.1 储罐内防腐层应具备下列基本性能：

1 抗储存介质侵蚀的能力。

- 2 对储存介质无污染。
- 3 施工质量易保证。
- 4 对钢铁表面有良好的黏结性。
- 5 采用阴极保护的部位的内防腐层有良好的抗阴极剥离性能。
- 6 与油相接触的防腐层应具备良好的导静电性能。
- 7 易于维修。

3.3.2 防腐层材料和结构可根据防腐层设计寿命、防腐层特性和储罐不同部位、结构形状、介质腐蚀性、温度等因素确定。当储罐内采用绝缘型防腐涂料时，防腐层的表面电阻率应不低于 $10^{13}\Omega$ 。当采用导静电型防腐涂料时，应采用本征型导静电防腐涂料或非碳系的浅色添加型导静电防腐涂料，防腐层的表面电阻率应为 $10^8\sim 10^{11}\Omega$ 。

3.3.3 含油污水、清水储罐内防腐层材料性能要求和设计应符合下列规定：

- 1 采用液体环氧涂料内防腐层时，应符合《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》SY/T 0319的有关规定。
- 2 采用无溶剂聚氨酯涂料内防腐层时，应符合《钢制储罐无溶剂聚氨酯涂料内防腐层技术规范》SY/T 4105的有关规定。
- 3 采用内衬环氧玻璃钢时，应符合《钢制储罐内衬环氧玻璃钢技术标准》SY/T 0326的有关规定。
- 4 采用其他内防腐层时，应符合本节的有关规定，也可按《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》SH 3022等的有关规定执行。

5 含油污水储罐中油相介质较多且位置波动不大、存在静电危险时，罐壁与油相接触的内表面防腐层设计可按本标准第3.3.5条的有关规定执行。

3.3.4 饮用水储罐内防腐层材料可采用液体环氧涂料等专用饮用水涂料，其材料性能要求及设计应符合以下规定：

- 1 饮用水储罐内防腐涂料的应用必须符合国家卫生管理部

门的有关规定，通过卫生安全性评价并得到国家卫生管理部门的使用批准后，方可应用于饮用水储罐。

2 专用饮用水涂料应具有良好的耐水性，其性能要求和设计应符合国家和行业现行标准、产品使用说明书的规定。

3 防腐层的设计可按《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》SY/T 0319、《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》SH 3022 等和产品使用说明书的有关规定执行。

3.3.5 原油、石油中间产品、成品油储罐内防腐层材料性能应符合《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393、《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》SY/T 0319 的有关要求。储罐内防腐层的设计应符合下列规定：

1 原油储罐底板内表面和油水分界线以下的壁板内表面应采用绝缘型防腐涂料，防腐层结构和厚度应依据涂层配套体系而定，且不宜低于 $300\mu\text{m}$ 。对于稠油储罐，罐底板内表面和油水分界线以下的壁板内表面可选用酚醛改性环氧涂料和无溶剂环氧涂料等耐热的防腐涂料，防腐层厚度不宜低于 $350\mu\text{m}$ 。

2 拱顶原油储罐罐顶内表面应采用绝缘型防腐涂料，底漆宜采用富锌类防腐涂料，面漆应采用耐水、耐油的防腐涂料，防腐层厚度应依据涂层配套体系确定，且不宜低于 $250\mu\text{m}$ 。

3 原油储罐内表面与油相接触的部位可采用耐油的导静电防腐涂料，浮顶原油储罐钢制浮顶底板外表面和浮顶侧板外表面应采用耐油的导静电防腐涂料。对于稠油储罐，导静电防腐涂料还应具有耐热性。防腐层厚度不宜低于 $250\mu\text{m}$ 。

4 石油中间产品（含渣油和污油）储罐内表面底漆宜采用无机富锌类防腐涂料，面漆应采用耐热、耐油的导静电防腐涂料；防腐层厚度不宜低于 $250\mu\text{m}$ ，但罐底板内表面不宜低于 $350\mu\text{m}$ 。

5 成品油储罐内表面防腐应采用耐油的导静电防腐涂料，底漆宜采用富锌类防腐涂料，面漆可采用导静电防腐涂料，防腐层厚度不宜低于 $200\mu\text{m}$ ，罐底板内表面不宜低于 $300\mu\text{m}$ 。

6 浮船内舱宜采用水性防腐涂料，防腐层厚度不宜低于 $80\mu\text{m}$ 。

3.3.6 储罐内表面采用锌、铝及其合金等金属热喷涂层外加封闭涂层保护时，其设计应按《金属和其他无机覆盖层热喷涂锌、铝及其合金》GB/T 9793 的规定执行，并符合下列规定：

1 金属热喷涂层厚度不宜低于 $180\mu\text{m}$ ，封闭涂层厚度不宜低于 $60\mu\text{m}$ 。

2 封闭涂料的选择及性能应符合本标准第 3.3.3 条、第 3.3.4 条和第 3.3.5 条的要求，针对储存介质的不同或储罐部位的不同，金属热喷涂层应选择合适的封闭涂料。

3.3.7 储罐加热盘管应根据加热介质的温度，选择合适的防腐涂料，防腐层厚度不宜低于 $250\mu\text{m}$ 。储罐内其他附件防腐层的设计宜与相应高度的储罐内表面防腐层相同。

3.4 防腐层大修及维修设计

3.4.1 在用储罐可按《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 钢质储罐腐蚀直接评价》SY/T 0087.3、《立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程》SY/T 5921 等检查储罐腐蚀及防腐层状况，经评定后，可采取继续留用、防腐层大修（全面更新）、维修（局部更新、面漆更新）等措施。

3.4.2 防腐层大修或维修时，可按《立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程》SY/T 5921 的有关规定执行，且应符合下列规定：

1 内外防腐层需大修时，应分别按本标准第 3.2 节、第 3.3 节的有关规定设计。

2 防腐层破损处需维修时，维修使用的防腐层材料和结构应与旧防腐层相同，也可按本标准第 3.2 节或第 3.3 节的有关规定执行，但应保证新旧防腐层的相容性。

3 防腐层面漆老化需要维修时，应将旧防腐层打毛后，涂装与旧防腐层面漆相同或相容性好的涂料。涂装道数宜与旧防腐层面漆涂装道数相同。

4 阴极保护设计

4.1 一般规定

4.1.1 在储罐阴极保护设计之前，应根据需要收集以下主要信息：

- 1 储罐系统的技术资料：
 - 1) 储罐材质及储罐规格尺寸、配件及其他附属设施等资料。
 - 2) 总平面布置或罐区平面布置。
 - 3) 建设日期。
 - 4) 防腐层类型及其绝缘电阻。
 - 5) 罐基础、地质结构、土壤性质和电阻率、地下水位。
 - 6) 储罐内介质成分、工作温度、电阻率、收发频率、罐底积水高度。
- 2 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) 可利用的电源情况。
 - 6) 与相邻其他金属构筑物电绝缘的可行性。
- 3 储罐的腐蚀状况：
 - 1) 在用储罐腐蚀速率。
 - 2) 附近储罐的腐蚀与防护状况。
 - 3) 类似储罐的腐蚀与防护状况。
 - 4) 杂散电流腐蚀与防护状况。

- 5) 附近储罐对地电位的分布。
- 6) 其他有关的维护和运行资料。

4.1.2 阴极保护分为强制电流和牺牲阳极两种保护方式。选用及计算时，应综合考虑以下主要因素：

- 1 被保护储罐的规格、结构及保护面积。
- 2 防腐层类型及质量。
- 3 土壤性质或介质的化学成分、腐蚀性、电阻率和温度。
- 4 所需保护电流量。
- 5 储罐系统的接地极、电绝缘和电连续性等。
- 6 储罐及阴极保护系统的设计寿命。
- 7 有无经济方便的电源。
- 8 对周围地下金属构筑物的干扰。
- 9 罐区系统未来的发展和扩建情况及在用或规划的辅助保护系统。
- 10 阴极保护系统设备、安装、运行和维护费用。

4.2 阴极保护准则

4.2.1 罐底板外表面阴极保护准则可采用下列任意一项或多项：

- 1 在施加阴极保护时，测得的保护电位为 $-850 \sim -1200\text{mV}$ （相对饱和硫酸铜参比电极，以下简称 CSE）。测量电位时，必须考虑消除测量方法中所含的 IR 降误差。
- 2 罐/地极化电位一般为 $-850 \sim -1200\text{mV}$ （相对 CSE）。
- 3 当本条第 1 款、第 2 款准则难以达到时，可采用阴极极化或去极化电位差大于 100mV 的判据。

注：在高温条件下、硫酸盐还原菌的土壤中、存在杂散电流干扰及异种金属材料偶合的罐底板中不能采用 100mV 极化准则。

4.2.2 罐内浸水表面阴极保护准则可采用下列任意一项或多项：

- 1 在施加阴极保护时，测得的保护电位为 $-850 \sim -1100\text{mV}$ （相对 CSE）。测量电位时，必须考虑消除测量方法中所含的 IR 降误差。

2 罐/水极化电位为 $-850 \sim -1100\text{mV}$ (相对 CSE)。

3 水介质中含 H_2S 等硫化物时, 罐/水极化电位或消除了 IR 降影响的保护电位应达到 -950mV 或更负 (相对 CSE)。

4 对于原油、含油污水或清水储罐, 介质温度较高时, 极化电位应达到 -950mV 或更负 (相对 CSE)。

4.2.3 其他参比电极经确认满足工程要求后, 可代替 CSE 应用。饱和氯化银、饱和甘汞电极和锌电极替代 CSE 应用时, 阴极保护电位准则应符合表 4.2.3 的规定。

表 4.2.3 罐/电解质电位为 -850mV (相对 CSE, 20°C) 时
相对三种常用参比电极的电位值

参比电极名称	电极结构	相对不同参比电极的电位 (mV)
饱和氯化银电极	Ag/AgCl 海水	-800
饱和甘汞电极	Hg/Hg ₂ Cl ₂ 饱和 KCl 溶液	-780
锌参比电极	在土壤中应使用的有带有填包料的锌参比电极	+250

注: 饱和氯化银电极的电位值是 25°C 时用于 $25\Omega \cdot \text{cm}$ 的海水中的电位值。饱和氯化银电极用于淡水时应采用 CSE 校准。

4.2.4 阴极保护的有效性也可通过腐蚀状况检查或腐蚀速率测试等判定:

1 腐蚀状况检查, 包括外观检查、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储罐使用寿命所允许的限度。

2 罐底板外表面腐蚀速率可采用埋地检查片测试, 储罐内表面腐蚀速率可采用腐蚀挂片测试。腐蚀速率的测试可按《埋地钢质检查片腐蚀速率测试方法》SY/T 0029 的有关规定执行。腐蚀速率测试结果应限制在允许的范围内。

4.3 罐底板外表面阴极保护设计

4.3.1 罐底板外表面阴极保护设计应符合下列原则:

1 对被保护体提供足够的保护电流，并将其合理分布，达到设计确定的阴极保护准则。

2 对邻近的地下金属构筑物产生的干扰影响应降至最小。

3 阳极系统的设计使用寿命与被保护体寿命相当的，否则，应提出阳极系统的更换周期及更换措施。

4 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他地下金属构筑物且不易遭受损坏的位置。

6 为测试和评价罐底板外表面阴极保护效果，应提供完备的检测设施。

4.3.2 罐底板外表面阴极保护的设计应按《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088 的规定执行。采用深井式强制电流阴极保护时，深井阳极地床的设计应符合《强制电流深阳极地床技术规范》SY/T 0096 的规定。绝缘装置的安装可按《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086 的有关规定执行。

4.3.3 罐底板外表面保护电流密度的确定应符合下列规定：

1 条件许可时，应通过现场电流需求量测试试验来计算保护电流密度，否则，可按本条其他条款的规定执行。

2 罐底板外表面有防腐层时，保护电流密度可取 $5 \sim 10 \text{mA/m}^2$ 。

3 无防腐层或防腐层质量差的在用储罐，保护电流密度可取 $10 \sim 20 \text{mA/m}^2$ 。

4.3.4 罐底板外表面采用强制电流阴极保护时，其设计还应符合以下规定：

1 电源设备额定输出电压不宜超过 50V；确定电源设备的输出动电压时，应考虑所选用阳极允许电压和允许电流密度的额定值。

2 当罐群或油气田工艺站场内储罐与管道、设备等作为一个整体进行区域性阴极保护时，宜采用深井式强制电流阴极保护，在调整电位分布需要时，也可使用或配合使用分布式浅埋

阳极。

3 辅助阳极的选择应以土壤的物化性质、阳极与环境的适应性为依据。深井阳极宜采用高硅铸铁、混合金属氧化物等消耗率低的阳极材料。阳极接头、电缆等相关材料的质量应与设计寿命配套。

4 被保护储罐应和其他金属构筑物电绝缘，除非阴极保护系统把它们纳入一体，有充分的保护电流流到其他金属构筑物上。阳极直接埋设于罐底板下面时，储罐可不与其他金属构筑物电绝缘。

5 共同保护的被保护体应具有良好的电连续性。非焊接连接的被保护体之间，应设置跨接电缆或其他有效的电连接措施。

6 阴极保护检测的规定：

- 1) 对于不易进行检测作业的部位（如罐底板外表面），检测点应埋设长效参比电极。罐底中心埋设的参比电极宜同时采用长效 CSE 电极和锌参比电极。
- 2) 测试导线应有足够强度，长度应留有一定的裕量；导线与被测体的连接必须坚固，且导电性能良好；测试导线与被测体的连接处应进行防腐绝缘处理，防腐绝缘材料应与导线的绝缘材料及被测体防腐材料有良好的相容性。
- 3) 在用储罐罐底电位的测量，可通过在罐底设置带孔塑料管的方式进行测量，塑料管的施工不应对罐基础造成威胁。

7 防雷防静电接地的规定：

- 1) 储罐的防雷防静电接地应符合安全生产的规定和阴极保护的要求。对于在用储罐，一般应在原防雷防静电接地极的位置埋设。
- 2) 接地装置均不得对储罐阴极保护造成不利的影响。
- 3) 牺牲阳极可兼做储罐的防雷防静电接地极。储罐的接地极应采用电极电位较罐体材料低的材料，宜选用锌

包钢、镀锌钢、锌合金阳极。

- 4) 罐底板外表面保护电位在消除 IR 降影响后应相同或略负于锌合金的电位，电位可采用控制电流的措施进行调整。
- 5) 每组锌合金接地极的汇接电缆与储罐接地引下线可用铜鼻以螺栓方式连接。

4.3.5 采用牺牲阳极阴极保护时，其设计还应符合以下规定：

1 牺牲阳极常用镁基或锌基牺牲阳极，使用时，应根据环境条件和保护要求选用。对于土壤电阻率较高的储罐，牺牲阳极宜采用镁合金阳极。

2 阳极数量应能满足总电流的需要，并应保证阳极设计寿命；在罐周布设时，阳极应距罐底周边 2~3m，埋地深度应超过 3m。

4.3.6 直流杂散电流的干扰与防护应按《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088、《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017 的规定执行。当采用强制电流阴极保护时，应避免干扰附近设备运行和对邻近构筑物产生杂散电流。

4.4 罐内阴极保护设计

4.4.1 原油储罐内表面阴极保护的设计宜按《钢质石油储罐防腐工程技术规范》GB 50393 的规定执行，也可按《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047 的有关规定执行。

4.4.2 含油污水储罐内表面阴极保护的设计可按《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047、《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536 和《钢质石油储罐防腐工程技术规范》GB 50393 的有关规定执行。

4.4.3 清水储罐内表面阴极保护的设计可按《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536 的有关规定执行。

4.4.4 储罐内表面保护电流密度的确定应符合下列规定：

- 1 条件许可时，应通过现场电流需求量测试试验来计算保

护电流密度，否则，按本条其他条款的规定执行。

2 储罐内表面有防腐层时，保护电流密度范围应为 $10 \sim 30 \text{mA/m}^2$ ，采用衬里等绝缘电阻较高的防腐层时，适当降低保护电流密度。

3 储罐内表面无防腐层或防腐层质量很差时，保护电流密度应为 $30 \sim 150 \text{mA/m}^2$ ，如无法确定保护电流密度时，取 100mA/m^2 。

4 水介质中含有去极化剂（如 H_2S 和 O_2 ）及较高温度的环境和（或）高流速运行下，应提高保护电流密度。

5 储罐内表面无防腐层时，充海水期间所需保护电流密度可取 $70 \sim 100 \text{mA/m}^2$ 。

4.4.5 原油储罐罐底板内表面、含油污水储罐内表面采取牺牲阳极阴极保护时，应采用铝合金阳极。介质温度在 60°C 以上时，宜采用在相应温度下阳极效率较高的阳极。

4.4.6 清水储罐内表面采用牺牲阳极阴极保护时，宜采用铝合金阳极。铝合金阳极宜用于电阻率低于 $100 \Omega \cdot \text{cm}$ 的水介质中。如确认清水罐内没有油气挥发物，也可选用镁阳极，镁阳极宜用于电阻率高于 $100 \Omega \cdot \text{cm}$ 的水介质中。

5 其他腐蚀控制措施

5.0.1 储罐腐蚀控制工程设计时，除可根据需要选择防腐层、阴极保护等腐蚀控制措施外，还应在考虑工程的环境因素和经济因素的基础上，分析腐蚀原因和其他腐蚀控制措施的效果，选择单一措施或多种措施联合控制腐蚀。常用的其他腐蚀控制措施如下：

1 正确选用金属材料，包括合理的耐蚀材料选用、材料强度设计、腐蚀裕量计算等。

2 合理设计金属结构和工艺条件，包括正确的结构设计、加工制造方法和工艺参数优化等。

3 添加化学药剂，包括缓蚀剂、杀菌剂等。

4 介质处理，包括清罐、脱出水、氧、硫和二氧化碳等腐蚀性杂质等措施，脱出腐蚀介质或降低腐蚀介质浓度。

5 科学的腐蚀控制管理。

5.0.2 设计人员可根据腐蚀调查或试验结果，与相关专业协调，对储罐的材质、介质的流态和流速、温度、介质的固体夹带量及其他对腐蚀产生影响的选材、结构设计和工艺设计提出建议，减轻储罐的腐蚀。

5.0.3 储存含有硫化氢的酸性介质时，储罐材质的选择可按《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属材料要求》SY/T 0599 的有关规定执行。

5.0.4 采用脱除腐蚀介质或降低腐蚀介质浓度和添加缓蚀剂等腐蚀控制措施时，可按《钢质管道内腐蚀控制标准》SY/T 0078 等标准的有关规定执行。

5.0.5 油气田集输系统缓蚀剂应满足《油田采出水用缓蚀剂通用技术条件》SY/T 6301 的有关要求。其性能评价应按《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法》SY/T 5273 的有关规定执行。

6 施工及验收

6.1 表面处理

6.1.1 应按设计文件和《涂装前钢材表面预处理规范》SY/T 0407 的规定进行表面处理，并应符合下列要求：

1 除锈前，应先除去钢表面油污或其他可溶性污染物质等污物及焊渣、毛刺等，凹凸不平处应采用动力或手工工具处理。

2 除锈方式应采用磨料喷射处理，只有在喷射处理无法到达的区域方可采用动力或手工工具进行处理。

3 进行喷射作业时，应按先罐顶、再罐壁、后罐底的顺序进行。

4 喷射处理后，应采用干燥、清洁、无油的压缩空气将表面吹扫干净，对钢表面和焊缝显露出来的缺陷必须进行处理。

6.1.2 储罐表面处理，应按相应国家或行业现行标准的规定进行质量检验，表面处理质量和锚纹深度应达到本标准第 3.1.2 条和第 3.1.3 条的要求。应按下列规定进行表面处理质量检测：

1 除锈等级的评定应按照《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》GB/T 8923 的规定执行。

2 锚纹深度宜采用粗糙度测量仪、锚纹深度纸（锚纹拓印膜）测定，也可采用标准样板比对测定。

3 灰尘数量等级和灰尘尺寸等级的评定应按《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第 3 部分：涂覆涂料前钢材表面的灰尘评定（压敏粘带法）》GB/T 18570.3 的规定执行。

4 基材表面氯化物残留量的检测应按《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第 5 部分：涂覆涂料前钢材表面的氯化物测定（离子探测管法）》GB/T 18570.5 的规定执行。

6.1.3 储罐附件表面处理应与罐体相同，但加热盘管宜在罐外

进行处理，且处理前应检测壁厚；管束式盘管应在组焊完成并经压力试验合格后进行表面处理；光管式盘管应先分段预制，尺寸检验合格后进行处理。

6.1.4 表面处理质量不符合要求时，应重新进行表面处理。

6.2 涂 装

6.2.1 表面处理合格后，钢表面应保持干燥。待涂时间一般不宜超过 4h，最长不应超过 8h；热喷涂金属涂层时，待涂时间最长不应超过 4h。如果涂装前表面出现锈蚀，应对锈蚀部位重新进行表面处理。

6.2.2 涂装间隔时间应符合相应国家和行业现行标准及涂料使用说明书的要求。

6.2.3 储罐外防腐层的施工与验收应按设计文件、材料使用说明书和下列规定执行：

1 储罐外防腐层的施工与验收一般应符合《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 的规定。

2 外防腐层采用《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 未规定的涂料时，施工与验收可按《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》SH 3022 和产品使用说明书的有关规定执行。

6.2.4 储罐内防腐层的施工与验收应按设计文件、材料使用说明书和下列规定执行：

1 采用液体环氧涂料时，应符合《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》SY/T 0319 的规定。

2 采用无溶剂聚氨酯涂料时，应符合《钢制储罐无溶剂聚氨酯涂料内防腐层技术规范》SY/T 4105 的规定。

3 采用内衬环氧玻璃钢时，应符合《钢质储罐内衬环氧玻璃钢涂层技术标准》SY/T 0326 的规定，采用不饱和聚酯等非环氧类树脂玻璃钢内衬时，可参照执行，并应符合内衬材料使用说明书的规定。

4 采用金属热喷涂层外加封闭涂层时,应符合《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。热喷涂金属涂层时,如发现金属涂层外观有明显缺陷时应立即停止施工,重新进行表面处理后再喷涂。热喷涂金属涂层后,必须在其表面尚未结露、潮气渗透进入细孔之前涂装封闭涂层。

6.2.5 涂装作业时环境条件应符合涂料说明书的要求,并符合下列规定:

- 1 在有雨、雾、雪和较大灰尘时,禁止施工。
- 2 涂装表面的温度应比露点温度高 3°C 。不同的环境相对湿度下金属表面温度与露点的关系应符合图 6.2.5 的规定。

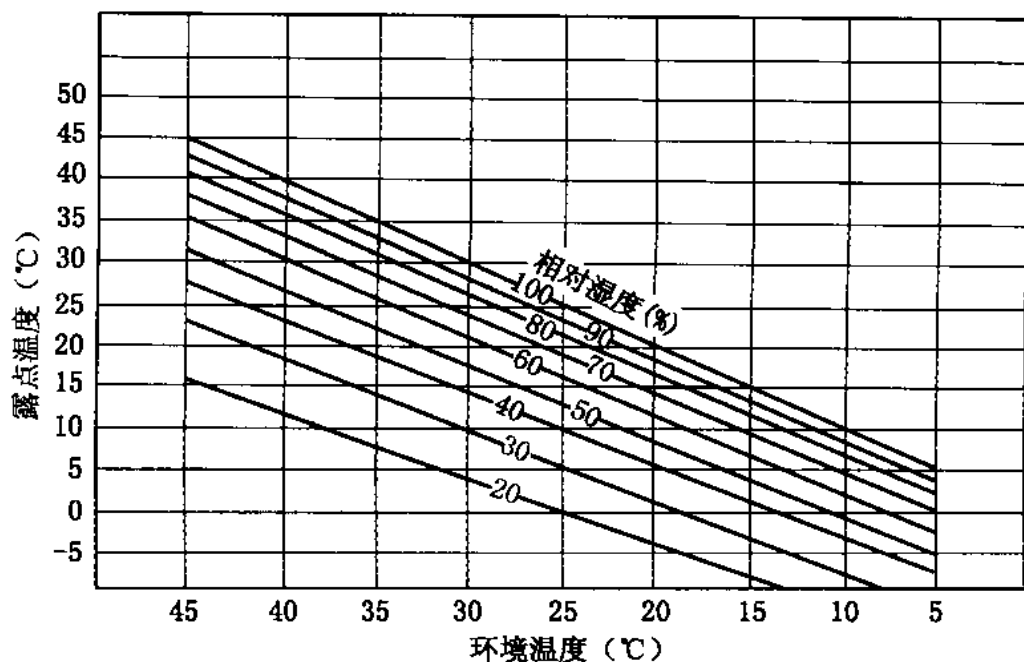


图 6.2.5 环境温度与露点温度的关系

3 环境相对湿度不应超过 80%,但湿固化涂料的涂装不受此限制。

4 当施工环境通风较差时,应采取强制通风措施。

5 未固化的防腐层应防止雨水浸淋。

6 有特殊要求的产品,应按涂料使用说明书的规定执行。

6.2.6 储罐加热盘管的涂装宜在罐外进行施工,可采用喷涂或

刷涂，加热盘管两头应各预留 100mm 范围不涂，等罐内组焊完成且水压试验合格后再补涂。

6.2.7 涂装过程质量检查应按本标准第 6.2.3 条和第 6.2.4 条中相应防腐层标准的有关规定执行。涂装液体涂料时，涂装过程质量检查也可按下列规定执行：

1 每涂装一道涂层后，应检查涂层湿膜厚度，不得漏涂，每层厚度应均匀。出现漏涂或厚度不够时，应及时补涂。

2 每道涂层表干后，应进行目测检查，外观应平整、颜色一致，不得有泛锈、咬底、起泡、褶皱、橘皮、剥落、流挂、流淌等缺陷。

3 最后一道涂层实干后、固化前，应检测防腐层厚度，厚度不合格时应增加涂装道数直至合格。

6.2.8 防腐层最终质量检验应按本标准第 6.2.3 条和第 6.2.4 条中相应防腐层标准的有关规定执行。涂装液体涂料时，最终质量检验也可按下列规定执行：

1 防腐层外观应全部目测检查，并符合本标准第 6.2.7 条第 2 款的要求。防腐层表面有缺陷时应修补、复涂或重涂。

2 防腐层厚度可按照《色漆和清漆 漆膜厚度的测定》GB/T 13452.2 的规定用磁性测厚仪测定。可将储罐表面划分成三个防腐面积相近的部分（立式储罐内壁可分为罐顶、罐壁、壁底三部分），按表 6.2.8 规定的比例进行检验，以 1m² 为一个检测区域，每个区域至少抽测 2 个点。检查布点应均匀，每个罐不得少于 40 个点。焊缝处的抽测点数不得少于总检测点数的 30%。

表 6.2.8 储罐防腐层厚度检查比例

储罐容积 (m ³)	<10000	10000~50000	>50000
检验面积的百分率 (%)	20	10	5

每个检测区域有 1 个以上的点不合格，则该区域为不合格。若不合格区域不超过 5%，则应对防腐层厚度低于设计厚度 90%

的区域进行复涂；若不合格区域超过 5%，则相应部分应加倍检查。若加倍检查不合格区域仍超过 5%，则该部分的防腐层厚度为不合格，应进行复涂直至合格；若加倍检查的不合格区域不超过 5%，则应对防腐层厚度低于规定厚度的 90% 的区域进行复涂。

3 绝缘型防腐层可按照《管道防腐层检漏试验方法》SY/T 0063 的规定，使用电火花检漏仪检查全部防腐层的漏点，电火花检漏电压为 $5V/\mu\text{m}$ ，平均每平方米不超过 1 个漏点时，可进行修补，平均每平方米有 1 个以上漏点时，应进行全面复涂。导静电防腐层的孔隙率宜采用 5 倍以上放大镜全面检查，平均每平方米不应超过 2 个孔隙，超过 2 个孔隙时，宜进行修补。

4 防腐层黏结力检验可按《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 的有关规定执行。可将储罐划分成三个防腐面积相近的部分（立式储罐内壁可分为罐顶、罐壁、罐底三部分），每个部分至少测一点。若合格，则该部分黏结力合格；若有测点不合格，对不合格部分加倍检查；若加倍检查仍有一处不合格，则该部分的防腐层黏结力为不合格，该部分应重涂。黏结力检验时破坏的防腐层应修补。

5 导静电防腐层还应采用涂料表面电阻测定仪检测表面电阻，表面电阻应符合设计值。

6.2.9 防腐层的修补、复涂及重涂应按本标准第 6.2.3 条和第 6.2.4 条中相应防腐层标准的有关规定执行，并做好检查记录。涂装液体涂料时，内防腐层的修补、复涂及重涂也可按《钢质储罐氯磺化聚乙烯外防腐层技术标准》SY/T 0320 的有关规定执行。

6.2.10 防腐层施工完毕后，在拆卸脚手架等过程中，宜对防腐层妥善保护，避免机械碰撞和损伤，如有损伤应按原工艺修复。

6.3 防腐层大修及维修施工

6.3.1 防腐层的大修及维修施工应在完成罐体修理，且试漏、

试压合格后，按《立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程》SY/T 5921 的有关规定执行。含油污水、原油、石油中间产品和成品油储罐内防腐层施工前，应清洗储罐内表面。

6.3.2 防腐层大修时，应将旧防腐层清除干净，按本标准第 6.1 节、第 6.2 节的有关规定进行施工及验收，并达到本标准第 6.1 节、第 6.2 节规定的质量要求。

6.3.3 防腐层局部维修时，应符合下列规定：

1 将破损的防腐层清理干净，基材裸露处应除锈至 St3 级。局部旧防腐层难以除尽时可保留，应保证新旧防腐层的相容性，层间黏结性良好，不存在咬底、开裂、起皱等现象。

2 破损处附近的防腐层应采用砂轮或砂布打毛后进行修补涂装，修补层和旧防腐层的搭接宽度不应小于 50mm。

3 防腐层的维修采用溶剂型液体涂料时，防腐层实干后，应按本标准第 6.2.8 条或设计文件的规定对维修处进行防腐层厚度和漏点检查，应无漏点，厚度应符合设计规定。

6.3.4 外防腐层面漆维修时，应符合下列规定：

1 将旧防腐层打毛，使防腐层表面粗糙。

2 按本标准第 6.2 节的有关规定涂装面漆，直至达到设计规定的涂装道数和防腐层厚度。

3 应在防腐层实干后，按本标准第 6.2.8 条或设计文件的规定进行质量检验，若不合格应重涂。

6.3.5 内防腐层大修或维修施工时，应采取措施，避免损坏或污染阳极和参比电极。

6.4 阴极保护施工

6.4.1 罐底板外表面阴极保护的施工应按《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088 的有关规定执行。采用深井式强制电流阴极保护时，深井阳极地床的安装应符合《强制电流深阳极地床技术规范》SY/T 0096 的规定。绝缘装置的安装可按《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086 的有关规定执行。

6.4.2 罐底板外表面强制电流阴极保护工程应按本标准第6.4.1条的规定、设计要求和产品使用说明书的规定施工，施工时应满足下列要求：

1 阳极施工过程中应防止损伤阳极，应确保阳极电缆及接头密封完整无破损；

2 采用多处阳极地床时，阳极地床应分步施工，并应根据测量结果及时进行必要的设计调整。

3 浅埋阳极应置于冻土层以下，埋深不宜小于1m。

4 柔性阳极应采取避免与管道、接地极等金属构筑物直接搭接。并行敷设时，间距应保证不小于300mm。

5 阴极保护电源设备的安装应按产品说明书的要求进行，在防爆区内安装电源设备时应符合防爆要求，设备外壳应可靠接地。

6 电缆连接应采用铜焊或铝热焊，埋地电缆敷设时应留有松弛度。电缆敷设应符合《电力工程电缆设计规范》GB 50217的要求。

6.4.3 罐底板外表面牺牲阳极阴极保护工程应按本标准第6.4.1条的规定、设计要求和产品使用说明书的规定施工，施工时应满足下列要求：

1 阳极在装进填包料前表面应进行打磨，除去氧化膜等杂质。

2 应采用吊装工具将预包装的阳极就位，全部过程不得牵拉阳极的电缆引线。

6.4.4 罐内阴极保护的施工可按《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393和《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047、《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536等的有关规定执行。

6.4.5 罐内采用牺牲阳极阴极保护时，牺牲阳极与储罐钢板的连接应采用焊接方式，也可采用螺栓固定的方式。用焊接法固定阳极于罐体时，单边焊缝长度不小于50mm。

6.4.6 储罐接地极的安装布局、位置、数量及安装工艺应符合储罐防雷、防静电的设计要求和《石油与石油设施雷电安全规范》GB 15599 等的有关规定。

6.5 阴极保护工程试运行及调试

6.5.1 阴极保护工程施工完成后，应按设计文件要求进行检查。强制电流阴极保护系统完全符合要求后方可送电试运行。

6.5.2 新建阴极保护系统通电运行之前，应测试并记录如下数据：

- 1 罐/地自然电位。
- 2 阳极接地电阻。测试单根阳极接地电阻或阳极组的接地电阻。阳极区的跨步电压应小于 5V/m。
- 3 与储罐相连或相邻金属构筑物的自然电位。
- 4 如有电绝缘装置，应对其绝缘性能进行检验。
- 5 邻近阴极保护系统运行参数。

6.5.3 强制电流阴极保护系统调试时，电源给定电位应由小到大进行调试，调试时应监视输出电流的变化。

6.5.4 调试过程中，应测试并记录以下数据：

- 1 罐/地和罐/水电位。
- 2 牺牲阳极输出电流。
- 3 阳极地床接地电阻。
- 4 阳极地床附近土壤电位梯度。
- 5 电源设备输出电流、输出电压。
- 6 牺牲阳极闭路电位。
- 7 相邻金属构筑物/地电位。
- 8 现有外围阴极保护系统运行参数。
- 9 电绝缘装置、接地电池或其他防护装置的性能。

6.5.5 调试时，如确认需采取防护措施消除阴极保护干扰，应按《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017 的规定执行。可采用下列防护措施消除干扰：

- 1 正确选择辅助阳极地床和金属构筑物的位置，避免互相干扰。
 - 2 采用一点或多点均压跨接（包括短路跨接或带调节电阻的跨接），使被干扰体对地电位恢复到自然电位。
 - 3 采用牺牲阳极将干扰电流排除。
 - 4 干扰和被干扰双方共同提高储罐系统对地绝缘水平。
- 6.5.6** 调试完成后，保护电位应达到设计要求。

6.6 工程验收

6.6.1 工程竣工验收时，应具备以下条件：

- 1 工程质量符合设计文件要求。
- 2 竣工技术文件齐全、完整。
- 3 工程质量经质检部门检验合格。
- 4 连续运行3个月，阴极保护系统运行正常，保护电位符合设计要求，安全措施可靠。

6.6.2 由施工单位提出申请，业主组织设计、施工、监理、质检等部门参加验收。

6.6.3 工程验收时，施工方应提供以下资料：

- 1 设计文件、设计变更文件等。
- 2 施工方案和施工记录。
- 3 材料使用说明书、产品合格证、材料检测报告、设备安装图等原材料质量证明文件。
- 4 隐蔽工程验收记录。
- 5 施工过程质量检查与处理记录。
- 6 最终质量检验与处理记录。
- 7 阴极保护工程试运行及调试记录。
- 8 交工验收检查记录。

7 运行管理

7.1 防腐层管理

7.1.1 储罐防腐层验收并投用后，不宜进行强度及严密性试验和焊接等动火作业。

7.1.2 在防腐层使用过程中，应按《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 钢质储罐腐蚀直接评价》SY/T 0087.3 的规定进行检查，检查结果可作为防腐层大修或维修的依据。

7.1.3 储罐内防腐层和罐体腐蚀状况检查周期一般宜与清罐检修周期同步。

7.1.4 对底部易沉积水的原油储罐等，在运行过程中应定期排水并做相应的记录。

7.2 阴极保护管理

7.2.1 阴极保护管理部门负责阴极保护系统的日常管理并组织阴极保护系统的所有测试。

7.2.2 罐底板外表面阴极保护的运行管理应符合《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088、《强制电流深阳极地床技术规范》SY/T 0096 和《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086 的有关规定。

7.2.3 罐内阴极保护的运行管理可按《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393 和《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047、《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536 等的有关规定执行。

7.2.4 阴极保护参数的测试可按《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》GB/T 21246 的有关规定执行，检测参数应满足本标准第 4.2 节的规定和设计文件要求。测量保护电位时，应采取适

当措施消除 IR 降的影响。

7.2.5 阴极保护管理应符合下列规定：

1 阴极保护系统稳定运行后，应对其进行日常巡检，每月应至少测量 1 次保护电位，每年应检测阴极保护系统的电源及相关装置 6 次，每年应至少按本标准第 6.5.4 条规定的内容进行 1 次综合测试。

2 如日常巡检中发现阴极保护系统出现故障或保护电位测试结果异常，应立即进行综合测试，并重新调整参数或维修。

3 应详细记录所有测试结果，并记录测试当天的气象参数。

4 故障和异常现象发生时，除详细测试外还应拍照留档，条件允许时应录像。

7.2.6 清罐时，应检查罐内牺牲阳极的溶解情况，阳极与储罐的接触点是否完好等。应检查阴极保护的有效性，根据检查情况确定牺牲阳极是否需重新安装或更换。

7.2.7 可适量安装用于检查阴极保护系统有效性的检查片。检查片的制作、安装及腐蚀速率的测试可按《埋地钢质检查片腐蚀速率测试方法》SY/T 0029 的规定执行。

7.2.8 储罐维修后，阴极保护系统如果停止运行，应尽快重新启动。

7.3 腐蚀控制记录

7.3.1 腐蚀控制记录应清晰简明，所有记录应由专门的技术管理部门负责，并永久保存。

7.3.2 腐蚀控制记录内容应包括腐蚀控制设计、施工及运行管理等方面的资料，主要包括：

- 1 本标准第 4.1.1 条规定的信息。
- 2 本标准第 6.6.3 条规定的验收资料。
- 3 运行管理记录及大修、维修记录等。
- 4 其他与腐蚀控制有关的资料。

8 健康、安全与环境 (HSE)

8.0.1 储罐腐蚀控制工程的设计、施工及运行管理应符合国家有关公众健康、安全与环境保护的规定。

8.0.2 储罐腐蚀控制工程的设计必须遵循《中华人民共和国安全生产法》、国家经贸委《石油天然气管道安全监督与管理规定》、《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》及《工作场所所有害因素职业接触限值》GBZ 2、《涂装作业安全规程 涂漆前处理工艺安全及其通风净化》GB 7692、《涂装作业安全规程 涂漆工艺安全及其通风净化》GB 6514 和《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》SY/T 6276、《石油工业动火作业安全规程》SY/T 5858 等的有关规定。在有爆炸危险的场所的电气设备应符合国家有关爆炸危险场所电气设备的安全规定。

8.0.3 储罐腐蚀控制工程的设计、施工及运行管理应贯彻《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国大气污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》和《中华人民共和国噪声污染防治法》，应符合国家、地方和石油天然气行业有关环境保护的规定。

8.0.4 储罐腐蚀控制工程产生的各种废气、废水及废渣等物质，应按国家、地方和石油天然气行业环境保护的有关标准进行无害处理或处置。

8.0.5 储罐处在居民区、水源保护区、名胜古迹、风景浏览区、自然保护区或周围人口密度大、人员往来频繁的公共场所时，设计时不应选择有损环境保护的腐蚀控制工程材料及安装工艺。

本标准用词说明

一、执行本标准条文时，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”；

4. 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。

二、本标准中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

GBZ 2 工作场所有害因素职业接触限值

GB/T 2680—1994 建筑玻璃 可见光透射比、太阳光直接透射比、太阳能总透射比、紫外线透射比及有关窗玻璃参数的测定

GB 6514 涂装作业安全规程 涂漆工艺安全及其通风净化

GB 7692 涂装作业安全规程 涂漆前处理工艺安全及其通风净化

GB/T 8923 涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级

GB/T 9793 金属和其他无机覆盖层热喷涂 锌、铝及其合金

GB/T 10297 非金属固体材料导热系数的测定 热线法

GB/T 13452.2 色漆和清漆 漆膜厚度的测定

GB/T 13452.3 色漆和清漆 遮盖力的测定

GB 15599 石油与石油设施雷电安全规范

GB/T 15957 大气环境腐蚀性分类

GB/T 18570.3 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第3部分：涂覆涂料前钢材表面的灰尘评定（压敏粘带法）

GB/T 18570.5 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第5部分：涂覆涂料前钢材表面的氯化物测定（离子探测管法）

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 50217 电力工程电缆设计规范

GB 50393 钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范

- SY/T 0017 埋地钢质管道直流排流保护技术标准
- SY/T 0029 埋地钢质检查片腐蚀速率测试方法
- SY/T 0042 防腐蚀工程经济计算方法
- SY/T 0043 油气田地面管线和设备涂色规范
- SY/T 0047 原油处理容器内部阴极保护系统技术规范
- SY/T 0063 管道防腐层检漏试验方法
- SY/T 0078 钢质管道内腐蚀控制标准
- SY/T 0086 阴极保护管道的电绝缘标准
- SY/T 0087.3 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 钢质储罐腐

蚀直接评价

- SY/T 0088 钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准
- SY/T 0096 强制电流深阳极地床技术规范
- SY/T 0319 钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准
- SY/T 0320 钢质储罐外防腐层技术标准
- SY/T 0326 钢制储罐内衬环氧玻璃钢技术标准
- SY/T 0407 涂装前钢材表面预处理规范
- SY/T 0599 天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐

蚀开裂的金属材料要求

- SY/T 4105 钢制储罐无溶剂聚氨酯涂料内防腐层技术规范
- SY/T 5273 油田采出水用缓蚀剂性能评价方法
- SY/T 5858 石油工业动火作业安全规程
- SY/T 5921 立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程
- SY/T 6276 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系
- SY/T 6301 油田采出水用缓蚀剂通用技术条件
- SY/T 6536 钢质水罐内壁阴极保护技术规范
- SH 3022 石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范

附件

钢质储罐腐蚀控制标准

条文说明

编制说明

本标准制定过程中，编写组遵循技术先进、经济合理、安全适用、确保质量的原则，通过广泛的调查研究，认真总结了我国钢质储罐腐蚀控制工程在科研、设计、施工和运行维护等方面的经验，借鉴国外发达工业国家的相关标准，结合现阶段我国石油天然气等行业的现状及出现的新技术，在《钢质管道及储罐腐蚀控制设计规范》SY 0007—1999等已有标准的基础上，制定了一部符合国情、可操作性较强、比较全面的基础性标准，对储罐腐蚀控制工程设计、施工及管理提出原则性要求。同时，通过本标准的制定，将国内储罐腐蚀控制方面的现行标准有机地形成一个整体，以便设计、施工及运行管理人员根据储罐工程的实际，制定出系统的、合理的腐蚀控制方案。通过广泛征求国内石油天然气、石油化工等行业的科研、设计、生产、施工及防腐材料生产等单位的意见，最后经审查定稿。

为了便于广大设计、施工、运行管理等工程技术人员在使用本标准时，能正确理解和执行条文规定，根据编制标准的条文说明的统一要求，按本标准的章节顺序，编制了本标准的条文说明，供本标准使用者参考。

希望各单位在执行本标准过程中，结合工程实践，认真总结经验，注意积累资料，在使用过程中如发现需要修正和补充之处，请将意见和有关资料寄至天津塘沽津塘公路40号中国石油天然气集团公司工程技术研究院（邮编300451）。

中国石油集团工程技术研究院

2009年1月

目 次

1 总则	38
2 基本规定	39
3 防腐层设计	43
3.1 表面处理	43
3.2 外防腐层设计	43
3.3 内防腐层设计	44
3.4 防腐层大修及维修设计	46
4 阴极保护设计	47
4.1 一般规定	47
4.2 阴极保护准则	49
4.3 罐底板外表面阴极保护设计	50
4.4 罐内阴极保护设计	53
5 其他腐蚀控制措施	55
6 施工及验收	58
6.1 表面处理	58
6.2 涂装	58
6.3 防腐层大修及维修施工	59
6.4 阴极保护施工	59
6.5 阴极保护工程试运行及调试	59
6.6 工程验收	60
7 运行管理	61
7.1 防腐层管理	61
7.2 阴极保护管理	61
参考文献	62

1 总 则

1.0.2 规定本标准适用于储存介质温度低于 100℃ 的储罐，是考虑到储罐储存介质温度大多数低于 100℃。储存介质温度高于 100℃ 的绝大多数是石油加工业，其腐蚀控制可按我国石油加工业的有关标准执行，如果涉及的腐蚀控制在此类标准中查不到相关规定，其腐蚀控制也可参考本标准的有关规定执行。

本标准适用的储存介质中，原油包括温度较高但低于 100℃ 的稠油，石油中间产品包括石脑油、粗汽油、粗柴油、蜡油、渣油、污油等；成品油包括汽油、煤油、柴油等。清水主要包括消防水、注水所用多地表水或地下水等。

另外，规定了本标准储罐控制工程的对象为新建储罐和在用储罐。在用储罐控制工程包括防腐层大修及维修等。

储存其他介质的储罐和半地下储罐、卧式容器的腐蚀控制可参照本标准执行。

1.0.3 本标准是对储罐腐蚀控制提出了基本原则和最低要求，不能被看做是限制应用新工艺、新材料、新结构、新技术的文件。腐蚀控制技术和其他科学技术一样在不断地发展和进步，而标准的编制和出版往往是滞后的。未写入本标准的腐蚀控制新材料或新技术，经过类似工程验证或五年现场试验证明满足腐蚀控制要求时，可在相应条件下积极采用，不断提高腐蚀控制的水平。

近十年来，我国腐蚀控制技术有了较快的发展，许多高性能的防腐材料不断涌现并经受了实践的考验。因此，为不断提高储罐腐蚀控制水平，参照 NACE RP 0169: 2002 中第 5.3.3 条关于新的管道外防腐材料应用的相关规定，结合我国储罐腐蚀控制工程的具体情况和特点，提出了比《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》SY 0007—1999 更高的要求。

2 基本规定

2.0.1 本条提出了储罐是否需要采取腐蚀控制措施应考虑的因素。

1 该款可为考虑新建储罐是否需要采取腐蚀控制措施时提供依据和有关技术参数。

2 在用储罐的罐体腐蚀、防腐层和阴极保护系统的检查、评定可按《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 钢质储罐腐蚀直接评价》SY/T 0087.3、《立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程》SY/T 5921 等的有关规定。检测结果可作为在用储罐是否进行防腐层大修或维修的参考依据。

3 工程建设要求是工程设计的依据和基础，而工程的安全性和经济性又是一对矛盾，所以在选择具体工程的腐蚀控制措施时，应综合分析后确定。

2.0.2 本条是为经济、及时、有效地发挥腐蚀控制作用提出的。

2.0.3 钢质储罐腐蚀控制方法一般主要是合理地使用防腐层（包括防腐涂层、衬里等）和施加阴极保护，有时也可和其他专业结合，采取正确选用金属材料、合理设计金属结构、介质处理、添加缓蚀剂等其他腐蚀控制措施。

2.0.4 本条列举了选择腐蚀控制方法时应考虑的因素。

本条中的第1款～第5款是环境因素。一是应考虑必要性，如第1款和第2款。腐蚀控制的方法应考虑周围环境对钢铁的腐蚀性。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，如在原油罐内施加强制电流阴极保护时，因强制电流阴极保护系统要使用直流电源，而且电器回路连接复杂，存在产生电火花而引燃易燃易爆介质的可

能性。第三是相关性，如附近有其他金属构筑物，这时如采用强制电流阴极保护可能对其造成干扰影响。如果附近有其他干扰电流源时，又会对被保护体产生干扰腐蚀破坏。

2.0.5 储罐接触的环境是引起其腐蚀的主要因素，选择腐蚀控制方法时需重点考虑。

1 本条中表 2.0.5-1 对储罐内介质腐蚀性的分级指标引自《在采油中腐蚀试件的制备、安装以及试验数据和解释推荐准则》NACE RP 0775，采用的是腐蚀挂片实验数据。

2 本条中表 2.0.5-2 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。无保温层的地上储罐外壁的腐蚀介质是大气，条文中把大气的腐蚀性分成四级，供防腐设计时参考。在选用防腐层材料时，应注意大气的湿度和所含的腐蚀性气体等，它们是产生腐蚀的重要因素，也是选用防腐层的重要依据。

3 一般地区的土壤可看做没有被开垦的、土壤层次没有遭到破坏的原始处女地区。在此类地区，土壤电阻率能够基本反映出土壤的腐蚀性大小，可作为腐蚀控制工程设计的基础。

4 部分硅酸盐、岩棉等保温制品吸水后对钢表面的腐蚀性较强，需引起注意。

2.0.6 本条对储罐腐蚀控制方法的选择作出了基本规定。

1 储罐某些部位由于腐蚀性很轻等原因，有时不需涂装防腐层。例如，国外部分原油储罐防腐工程内壁与原油接触部位因介质腐蚀性很轻，没有采用防腐层等防腐措施。另外，储罐某些部位由于施工工艺的限制等原因难以涂装防腐层。例如，罐底板外表面焊缝处 5~10cm 的宽度大多因难以补涂而裸露（有时也可在焊边涂可焊底漆）。除上述情形等以外，储罐罐体的内外表面一般应有良好的防腐层，以便有效地控制储罐的腐蚀。

防腐层设计寿命有时难以达到主体工程设计寿命，但往往要求不低于清罐检修周期。各油气田储罐储存的水介质的腐蚀性、固体杂质沉积速率等存在差异，清罐检修周期也可能不同。另外，储罐主体工程设计寿命有时也有不同，因此，防腐层设计寿

命未做具体年限规定，可根据工程投资、防腐层维护改造成本、清罐检修周期等方面综合考虑。

《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第 3.0.2 条规定，钢质石油储罐防腐层的设计寿命不宜低于 7 年，是基于石油储罐的生产维护周期和经济合理性方面来考虑的，通常原油储罐使用 5~7 年后进行清罐检修。

2 储罐阴极保护的必要性取决于现存的或可能发生腐蚀的严重性及其对储罐运行的影响程度。如经调查分析证明，阴极保护可最大程度地减少不安全因素，或可经济地控制储罐的故障或损坏，或能最大程度地减少因储罐泄漏或破裂造成储存介质的损失时，应采用阴极保护措施。因此，储罐的内表面储存介质腐蚀性较强时，在采用防腐层的基础上，有必要采取阴极保护措施。

2.0.7 本条提出了储罐腐蚀控制工程所用材料应符合的基本要求。

《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》SY/T 0319—1998、《钢制储罐无溶剂聚氨酯涂料内防腐层技术规范》SY/T 4105—2005、《钢制储罐内衬环氧玻璃钢技术标准》SY/T 0326—2002 和《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 等规定了常用防腐层材料的适用温度和环境：

- a) 液体环氧涂料内防腐层适用于储存介质温度不高于 100℃，储存介质为原油、石油中间产品、成品油、油田污水、清水等的储罐内防腐工程。
- b) 无溶剂聚氨酯涂料内防腐层适用于储存介质温度不高于 90℃、储存介质为原油和水的储罐内防腐工程。
- c) 环氧玻璃钢内衬适用于储存介质温度不高于 80℃，储存介质为原油（浸水部位）、污水、清水等的储罐内衬防腐工程。
- d) 丙烯酸聚氨酯涂料、交联氟碳涂料、聚硅氧烷涂料、氯醚橡胶涂料、氯化橡胶涂料、高氯化聚乙烯涂料及与之配套的中间漆和底漆（如环氧涂料、环氧富锌涂料、无

机富锌涂料等)等外防腐层适用于储存介质温度不超过60℃、无保温层的储罐。

e) 无溶剂环氧涂料和酚醛改性环氧涂料等外防腐层适用于储存介质温度低于100℃的保温储罐保温层下防腐。

防腐层适用的温度范围及介质还应符合产品说明书的规定。如果材料供方认为其产品的使用温度可以更高,可在其产品说明书中说明并承担责任。

选择阳极材料时,还应按产品使用说明书关于材料适用范围的规定,考虑阳极在不同温度、不同介质中的阳极效率、消耗率、耐蚀性及极性逆转等。

2.0.8 原材料质量的优劣直接关系到储罐腐蚀控制工程的好坏。目前国内防腐材料的生产单位很多,有的产品质量不稳定,因为产品质量不合格而导致的质量事故时有发生,为防止不合格材料用于储罐腐蚀控制工程,本条规定了必须具有产品质量证明文件。对于有国家或行业现行标准依据的材料,供方必须提供材料检测报告和产品合格证书,作为自查自检材料;没有标准依据的,材料供方必须提供材料的质量技术指标和相应的检测方法;进入施工现场的材料应有复检报告。

2.0.9 本条规定了施工应具备的条件,目的是为了保证腐蚀控制工程的施工质量和安全。

2.0.12 本条参照《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第3.0.8条制定的。防腐层在涂装完成后需要有一定的养护期,只有在养护期满后方可使用;有的储罐在涂装完成后尚未投用,造成闲置,闲置期间为了避免对防腐层的损坏,应采取相应的防护措施,充水有时会对防腐层造成一定的损伤。

3 防腐层设计

3.1 表面处理

3.1.1~3.1.3 设计时必须指明所选用的防腐层对钢表面的处理要求。其一是确保防腐层的质量及防腐效果，其二是达到投资合理。如防腐层对表面处理要求不高即可确保防腐层的质量，可不选用高处理标准。

防腐层标准或防腐材料产品使用说明书没有指出锚纹深度要求，可按下列规定执行：

- 1 采用金属热喷涂时，锚纹深度为 $60\sim 90\mu\text{m}$ 。
- 2 采用液体涂料涂装时，液体环氧防腐涂料锚纹深度为 $40\sim 80\mu\text{m}$ ；有机富锌涂料锚纹深度为 $40\sim 60\mu\text{m}$ ，无机富锌涂料为 $60\sim 80\mu\text{m}$ 。
- 3 采用无溶剂涂料时，锚纹深度为 $40\sim 100\mu\text{m}$ 。

3.2 外防腐层设计

3.2.2 本标准中浮顶罐均指外浮顶罐。内浮顶罐在我国应用很少，可根据各部位接触的环境的不同，参照本标准的有关规定执行。

对于大多陆上油气田来说，大气腐蚀性相对较轻，且开发周期长短不一，相对于油库、石油储备库等的大型储罐来说，其设计寿命较短，检修周期可能较短，因此，不必一味追求外防腐层的高性能。一般说来，防腐层厚度不低于 $120\mu\text{m}$ 时，可基本满足油气田中小型储罐外防腐要求。对于大气腐蚀性相对较强、设计寿命较长的储罐，可适当提高防腐层厚度，选择性能较好的防腐涂料，如丙烯酸聚氨酯涂料、交联氟碳涂料和聚硅氧烷涂料等。

3.2.3 本条按《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第 4.1.8 条和第 A.7 条的规定制定的。

3.2.4 稠油罐罐内介质温度有时可达 80~100℃，除防腐性能要求外，还需考虑防腐层的耐热性。石油炼制过程的中间产品温度通常较高，防腐层也应具有一定的耐热性。

3.2.5 本条参照《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第 4.1.5 条第 8 款等制定的。由于地下储罐不受大气紫外线的作用，仅为水和水蒸气的作用，因此，可采用抗水渗透性能优良的防腐层。地下储罐由于施工维修不方便，因此，防腐层厚度应达到 300 μm 。

3.2.6 本条参照《钢质储罐外防腐层技术标准》SY/T 0320 和《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 等的规定制定的，但额外提出了可采用其他具有良好弹性、密封性、耐候性和耐蚀性的材料进行防腐的可能，如部分储罐边缘板采用了阻燃型聚脲防腐层。

3.2.8 抗风圈、加强圈、梯子、扶手、平台等储罐外部附件及配套的钢结构，可参照本节的有关规定执行。

3.3 内防腐层设计

3.3.1 储罐内防腐层抗储存介质侵蚀的能力包括抗介质中腐蚀性成分、污物、缓蚀剂等的侵蚀。

3.3.2 储存介质腐蚀性的不同和储罐部位的不同，对储罐内防腐层的耐蚀性要求往往有所不同；储存介质温度的不同，对防腐层的耐热性要求也有所不同。另一方面，不同防腐层的耐蚀性、施工要求等往往不同，所以应根据储罐不同部位的腐蚀特点、不同防腐层的特性及防腐层寿命要求，合理地选择内防腐层的材料和结构。

关于绝缘型防腐涂料及导静电型防腐涂料表面电阻率等的规定，引自《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第 4.1.3 条和第 4.1.4 条的规定。

3.3.4 保证水质安全无异味是饮用水安全使用的基本要求。本条主要是根据国家卫生管理部门的有关规定，结合储罐工程实际制定的。

《生活饮用水卫生监督管理办法》（1996年7月9日建设部、卫生部令第53号发布）中第二十一条规定：“涉及饮用水卫生安全的产品，必须进行卫生安全性评价。与饮用水接触的防护涂料、水质处理器以及新材料和化学物质，由省级人民政府卫生行政部门初审后，报卫生部复审；复审合格的产品，由卫生部颁发批准文件。其他涉及饮用水卫生安全的产品，由省、自治区、直辖市人民政府卫生行政部门批准，报卫生部备案。凡涉及饮用水卫生安全的进口产品，须经卫生部审批后，方可进口和销售。具体管理办法由卫生部另行制定。”

3.3.5 本条规定了原油、石油中间产品、成品油储罐内防腐层的材料性能要求和设计要求：

1 由于沉降水常常是强腐蚀渗透性介质，可采用附着力强的环氧类防腐底漆，耐渗透性强的含玻璃鳞片或云母的环氧厚浆涂料中间漆（防止腐蚀性离子渗透穿过防腐层）和耐油、耐酸、碱、盐的面漆等配套体系。

2 拱顶罐顶部存在油气、水蒸气、空气及油品中挥发性的硫化氢等，要求防腐层应具有耐水性、耐油性。考虑到拱顶罐顶部腐蚀往往较严重，结合工程实际，防腐层厚度要求在《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008第4.1.5条第4款规定的“不宜低于 $200\mu\text{m}$ ”的基础上，适当提高为“不宜低于 $250\mu\text{m}$ ”。

3 浮顶罐因浮盘始终与原油接触并处于活动状态下，有产生静电的倾向，所以该部位应采用导静电防腐层。

4 石油炼制过程的中间产品的腐蚀性一般要高于相应的石油产品，通常温度较高，储罐内表面防腐层应具有较好的耐热性、耐油性且满足导静电要求，以满足防腐层在一定温度下长期使用的需要。

5 成品油的电阻率通常比原油要高出许多，油品的装卸容易产生静电积累，储罐内表面防腐层应具有耐油性和导静电性。

3.3.6 石油中间产品罐可采用喷涂金属涂层外加耐温性导静电防腐涂料封闭。金属的耐温性更好，具有导电性及阴极保护功能，但必须达到一定的厚度，封闭涂层的厚度也应保证。要求封闭涂料与金属涂层有相容性，主要是考虑便于保养且能保持长期的防腐性能。

3.3.7 本条引自《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 中第 4.1.11 条的规定。加热盘管因加热介质温度的不同，对防腐层耐热性的要求也有所不同。一般多采用有机硅涂料，有时也采用酚醛环氧涂料，但主要应根据加热介质的温度来选择。

3.4 防腐层大修及维修设计

3.4.1 检查储罐腐蚀及防腐层状况，根据在用储罐的规格、设计使用年限、介质腐蚀性、防腐层损坏状况、是否有阴极保护措施及其有效性等检查结果，结合经济性分析，可采取继续留用、防腐层大修或维修等措施。

4 阴极保护设计

4.1 一般规定

4.1.2 阴极保护设计所要考虑的因素很多，本条只列出了一些主要影响保护方案的因素，如果考虑不全面，可能影响整体保护效果。

1 特别要考虑罐内构件的复杂性对保护电流分布和阳极安装的影响；进行罐内保护面积计算时，罐内构件处于浸水区的表面积应在考虑范围之内。在罐内构件结构复杂，表面积不易精确计算时，可将储罐内表面浸水区面积乘以 1.1~1.2 的系数。

2 防腐层类型及质量与阴极保护设计密切相关，防腐层质量好，保护电流密度可减少。

3~4 牺牲阳极法由于输出电流受到系统对阳极驱动电压和电路电阻的限制，可用于所需保护电流小、防腐层质量较好、土壤或介质电阻率低的环境。强制电流由于可利用的驱动电位大、电流输出大且可调，适用于所需保护电流大的大型构筑物、土壤或介质电阻率高的环境。

介质的化学成分和温度与铝合金牺牲阳极材料的选择有关。《铝—锌—铟系合金牺牲阳极》GB/T 494—2002 规定了五种成分的铝合金牺牲阳极，实验证明，不是所有铝阳极都适合在含油污水或原油沉积水中使用，如铝—锌—铟—镁—钛阳极在高温下易产生晶间腐蚀，电化学性能明显劣化，所以在进行牺牲阳极保护设计时，应根据沉积水的化学成分和温度进行阳极材料筛选。

5 要考虑拟保护储罐避雷防静电接地型式、材质及数量，如采用电位较正的接地极（如铜接地极），要考虑保护电流流失的可能性和程度等。

6 牺牲阳极保护系统使用寿命往往较短，强制电流保护系

统使用寿命相对较长。

7 无经济方便的电源时，可考虑采用牺牲阳极法。

8 牺牲阳极法一般对其他构筑物的干扰很小；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。另外，还要考虑可能的干扰源和杂散电流的存在等。

9 阴极保护设计应统筹考虑未来相关工程的规划。

10 要考虑经济性要求。

选择罐底板外表面的阴极保护方式可按下列规定执行：

- 1) 储罐周围土壤电阻率较高时应采用强制电流保护，土壤电阻率较低时可采用牺牲阳极保护。
- 2) 对油气田工艺站场或罐群采取区域性阴极保护时，宜将储罐罐底板外表面作为被保护对象的一部分施加阴极保护。

选择储罐内表面的阴极保护方式可按下列规定执行：

- 1) 对于设计使用年限较长的储罐，宜采用阴极保护；对于设计使用年限较短的储罐，如果防腐层质量较好，可不采用阴极保护。
- 2) 罐内工艺结构允许时，介质腐蚀性强的储罐内表面应采用阴极保护。
- 3) 原油储罐底板内表面和油水分界线以下的壁板内表面（以下简称原油储罐底板内表面）、含油污水储罐内表面应采用牺牲阳极阴极保护。
- 4) 清水储罐内表面采用阴极保护时，保护方式可根据本条的规定综合分析确定。对于在用的无防腐层或防腐层质量差的清水储罐内表面，宜采用强制电流阴极保护。采用牺牲阳极阴极保护时，可根据水介质的电阻率、温度和含油性，选择不同的阳极产品。
- 5) 在确认阳极腐蚀产物不影响生产时，清水储罐内表面方可考虑采用阴极保护。
- 6) 对于在用储罐，阴极保护的费用应与防腐层重新涂

装或维修维护、金属腐蚀损失、罐体修补、设计寿命减少及水质降低等因素所产生的费用相比较，确定是否采取阴极保护，也可按本条的相关规定执行。

4.2 阴极保护准则

4.2.1 本条部分引自《钢质储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088—2006 中第 5.0.1 条的规定，但参照《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448—2008 等的有关规定，明确了 100mV 判据不适用的范围。100mV 极化准则通常用于由于裸金属表面，耗电量大、自然电位低的罐外底板强制电流保护。另外，参照 GB/T 21448—2008 的规定，在土壤电阻率为 $100\Omega \cdot \text{m} \sim 1000\Omega \cdot \text{m}$ 时，极化电位宜负于 -750mV (CSE)；在土壤电阻率 ρ 大于 $1000\Omega \cdot \text{m}$ 的环境中，极化电位宜负于 -650mV (CSE)。

4.2.2 本条是参照《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047—1999、《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536—2002 以及《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 的有关规定，结合我国储罐阴极保护工程的实际制定的。

对于原油、含油污水或清水储罐，介质温度较高（如 60°C 以上）时，极化电位有时需达到 -950mV 或更负（相对 CSE）才可有效地得到保护。

4.2.3 本条是参照 NACE RP 0169: 2002 中第 6.4 节的有关规定，结合储罐阴极保护工程的实际制定的。CSE 是阴极保护工程中常用的参比电极，选用饱和氯化银或饱和甘汞电极、锌电极等电极替代 CSE 时，应考虑参比电极对周围环境的适应性、可靠性、经济性和使用寿命等，确认满足工程要求后方可应用。

4.2.4 本条是参照 NACE RP 0169: 2002 中第 6.1.2 条和第 6.1.5 条的有关规定，结合我国储罐阴极保护工程的实际制定的。腐蚀状况检查等可用来证实阴极保护的有效性，但腐蚀速率大小或是否存在腐蚀泄漏并不能证明是否达到充分程度的阴极保护，因此，这些方法有时并不适用。但在无法进行电位测量或杂

散电流干扰很强等特殊情况下，需判定阴极保护的有效性时，可结合腐蚀状况检查或检查片腐蚀速率测试结果判定阴极保护的有效性。当清罐检修时，应检查储罐的腐蚀状况、防腐层和阳极状况，作为评价阴极保护有效性的原始资料。

4.3 罐底板外表面阴极保护设计

4.3.1 本条主要是参照 NACE RP 0169: 2002 中第 7.2 节的有关要求，并结合我国储罐阴极保护工程的实际制定的。

1 被保护储罐只有在足够的阴极保护电流的作用下，才能使之达到保护的目。合理地分配阴极保护电流，才能使被保护储罐的各个部位均能充分阴极极化。

2 如果罐底板附近或接地阳极附近有其他的金属构筑物，阴极保护电流将对该构筑物产生干扰影响。因此，在进行阴极保护设计时，需合理地选择阳极埋设的位置，控制阴极保护电流大小，把这种干扰影响降到最小。

3 阳极系统由于其不断地释放电流将会逐渐腐蚀，设计时应通过计算，使其既满足接地电阻的要求，又有足够的使用年限。特别是采用深井阳极地床时，由于造价高，又不易更换，宜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同寿命的阳极系统，但应说明更换的周期和更换的措施。

4 储罐的阴极保护一般是和防腐层联合使用。由于储罐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，才能达到设计确定的阴极保护准则。所以，在设计阴极保护电源的容量时，应留有充分的裕量。如果相关标准没有规定，可按最初所需保护电流的两倍选取。

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，所以其位置应尽量远离地下金属构筑物。此外，尚应注意选择地势低洼、潮湿、电阻率小的地方，以降低接触电阻。

6 罐底板外表面阴极保护系统运行后，为检测其保护效果是否达到阴极保护准则，应设有适当的检查或监测系统。

4.3.3 本条主要引自《钢质储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088—2006 中第 6.3.1 条的规定。现场电流需求量测试试验的具体做法是：采用一个临时阳极地床、一个合适的直流电源和被保护储罐建立一个临时保护站，通电后沿罐周围和中心测量其保护电位来判断所需保护电流量，此测试可提供储罐所需电流的近似值，然后根据实际输出电流和保护面积计算出电流密度。测试时，罐内应有足够的液位使罐底最大程度地与基础中垫层材料接触。计算直流电源额定输出电压时，可忽略导线电阻和过渡电阻。

4.3.4 本条提出了《钢质储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088—2006 中未明确规定但强制电流阴极保护设计时应遵守的要求：

1 本款参照《钢质石油储罐防腐工程技术规范》GB 50393—2008 中第 4.2.10 条制定。关于阳极的允许电流密度的要求见《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448—2008 第 5.2.5 的规定。

2 对于罐群或工艺站场的保护，单独采用一种阳极地床形式，有时可能很难奏效，在局部还需增加一些分布式阳极补充，两者结合较为理想。

3 石墨、高硅铸铁和混合金属氧化物阳极一般安装在土壤中较好；镀铂铱阳极和聚合物阳极不应在碳氢化合物污染的环境中使用；作为阳极填充料的焦炭和阳极不能与储罐表面接触；在盐渍土、海滨土壤中应采用含铬高硅铸铁阳极。

4 采用强制电流阴极保护时，储罐与相邻的非保护金属构筑物之间是否必须施加电绝缘应根据实际情况确定：

- 1) 如果强制电流阳极地床设置在罐外时，储罐与相邻的非保护金属构筑物两者之间应设置电绝缘分开，这样确保保护电流只对罐底板有保护作用。

- 2) 但对在用储罐实施阴极保护时，储罐可能无法停工安装电绝缘装置，设计阴极保护系统时，可不安装绝缘装置，但应提高保护电流密度，充分考虑罐外金属结构物吸收电流的影响，确保阴极保护系统不会产生杂散电流对埋地金属构筑物产生有害影响。
- 3) 如果将 MMO 阳极等阳极材料布置在罐底，在被保护的罐底板和相邻的非保护金属构筑物可不采用绝缘装置。因为阳极与罐底板之间的电回路较短，大部分电流将被罐底板吸收并通过罐底板回流到直流电源设备，而流失到相邻的非保护金属结构物上的保护电流较少，所以从经济和技术角度来讲，两者不采用绝缘装置是可行的，国内许多大型储罐的实践已证明了这一点。当然，从技术角度来讲，在两者之间安装绝缘装置效果会更好。

5 为达到充分的阴极保护效果，共同保护的被保护体应具有良好的电连续性。非电性连接的被保护体之间，如需共同保护的储罐之间或储罐与其他金属构筑物之间是非电性连接时，应考虑被保护体电连续性。跨接电缆、均压线等可保证需共同保护金属构筑物之间的电连续性。

6 阴极保护检测的规定：

- 1) 由于罐底的参比电极埋设是一次性的，在电极埋完后罐基础还需继续施工，易造成硫酸铜电极的破坏。硫酸铜电极的使用年限也较短，但电位稳定性较好，使用初期可用其调试阴极保护系统，校核双电极体系中的锌参比电极；锌参比电极使用寿命较长，但电位稳定性略差，所以推荐采用双电极体系，尤其是罐底中心位置宜采用双电极体系。
- 2) 测试导线是测试桩的重要部分，多采用双塑料绝缘铜芯电缆。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的准确性。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。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，确保该处防腐层的质量是确保测取参数准确性的关键之一，同时也可避免在该处造成腐蚀损坏。

7 防雷防静电接地的规定是参照《区域性阴极保护技术规范 第1部分：区域性阴极保护设计》Q/SY 29.1—2002 中第6.2节、《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088—2006 中第3.0.6条等的有关规定提出的。

4.3.5 本条提出了《钢质储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088—2006 中未明确规定但牺牲阳极阴极保护设计时应遵守的要求。

4.4 罐内阴极保护设计

4.4.4 本条规定了储罐内表面保护电流密度的要求。

1 根据现场情况，可在现场取水样回实验室或直接在现场进行电流需求量测试试验来计算电流密度。

2~4 根据《原油处理容器内部阴极保护系统技术规范》SY/T 0047—1999、《钢质水罐内壁阴极保护技术规范》SY/T 6536—2002 和《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB 50393—2008 的有关规定，结合我国储罐内表面阴极保护的实际情况制定的。

5 本款引自 GB 50393—2008 中第4.2.4条的规定。

4.4.5 对于原油储罐底板内表面、含油污水储罐内表面，由于强制电流法因储罐液位的不同可能造成阳极回路空载的危险，且阳极接线处可能漏电，也易发生危险；锌合金阳极在高温沉积水中易发生极性逆转而加速钢的腐蚀；镁合金阳极由于活性较强，电位较负，在原油、含油污水储罐内使用时容易产生危险和副作用，因此，推荐采用铝合金阳极。目前，我国原油储罐底板内表面、含油污水储罐内表面一般采用铝合金牺牲阳极保护。

含油污水温度在60℃以上时，铝阳极的阳极效率往往下降，

有时只有 40%左右，需选择在相应介质温度下阳极效率较高的阳极产品。

5 其他腐蚀控制措施

5.0.1 储罐的腐蚀是一个十分复杂的过程，影响因素很多，仅选择防腐层和（或）阴极保护等措施控制腐蚀，有时难以达到需要的控制效果，需根据腐蚀原因、各种措施的腐蚀控制效果、施工难易及经济效益等综合考虑，决定是否选取其他腐蚀控制措施。由于每种腐蚀控制措施均有其适用范围和条件，在单一措施的腐蚀控制效果不明显时，可采用多种措施联合控制腐蚀，增强腐蚀控制效果。

5.0.2 在储罐选材及结构设计和工艺设计时，腐蚀控制设计人员应从腐蚀控制角度向相关专业提出设计要求或技术建议，以便在满足工艺要求的同时，能最大程度地减轻储罐的腐蚀。

1 正确选用金属材料：

正确选用金属材料包括合理的耐蚀材料选用、材料强度设计、腐蚀裕量计算等，选用储罐材料一般应遵循如下腐蚀控制原则：

- a) 应考虑介质的腐蚀性成分、pH 值及电导性、温度等环境条件对储罐选材的影响。温度较高时，金属的腐蚀速率通常较大，高温时除考虑材料耐蚀性能外，还应考虑热强度及热脆性，低温时还应考虑冷脆性。另外，应考虑储罐停运或检修期间环境条件对腐蚀的影响。
- b) 材料耐蚀性能应能满足环境条件的要求，除考虑材料在相应环境条件下的均匀腐蚀速率外，应重点考虑材料耐局部腐蚀（如点蚀、应力腐蚀破裂等）的性能。根据使用环境正确选用金属材料以减轻腐蚀影响，如大气腐蚀严重的地区可选用低合金钢，酸性环境可选

用经过特殊处理的碳素钢、低合金钢、奥氏体不锈钢和马氏体不锈钢。高浓度氯离子环境不宜选用不锈钢等。此外，应注意材料的相容性，减轻电偶腐蚀。

2 合理设计金属结构和工艺包括正确的结构设计、工艺参数优化、加工制造方法等。

- a) 结构外型及工艺应尽量简单，尽可能消除死角，尽可能不采用铆接结构而采用焊接结构，避免腐蚀性沉积水或残留液引起的腐蚀和缝隙腐蚀，也有利于腐蚀控制工程施工与清罐、检查和维修维护。
- b) 为防止应力腐蚀破裂和疲劳腐蚀，应考虑拟选材料的强度（挠度、硬度）和相应环境条件下材料的应力载荷（包括外载应力、残余应力和热膨胀及运行时造成的超应力等）之间的关系，减少应力集中与局部过热，减小焊接时产生的热应力和残余应力。在结构及工艺设计时，应重点考虑硫化物应力开裂、氯化物应力开裂等的防护。
- c) 为防止高速流体直接冲击储罐而造成冲击腐蚀，在不影响工艺条件的情况下，对冲蚀腐蚀严重的部位可适当增加储罐材料的厚度或加装衬里层，或在储罐内安装容易更换的防冲挡板或折流板。
- d) 同一结构中应尽可能用同一种金属材料或电偶序中位置相近的材料，避免产生电偶腐蚀。
- e) 为防止电化学腐蚀，应避免形成溶液浓差区。可通过调整储罐介质进出口位置等措施避免氧浓差区的形成。

3 添加缓蚀剂是油田控制金属腐蚀的一种重要措施。缓蚀剂常常从井下或地面管线中添加，之后随介质的流动到达储罐，有时也可直接向储罐中添加。采用缓蚀剂保护时，整个系统中凡是与介质接触的金属体均可受到保护，这是任何其他防腐措施都不可比拟的。由于腐蚀介质的多样性与复杂性，因此，缓蚀剂的

应用具有严格的选择性。对于一个特定的工程与特定的介质条件，设计缓蚀剂保护前一般要进行缓蚀剂的评选，确定合适的品种、正确的工艺、恰当的用量，从而获得较好的腐蚀控制效果。

4 介质处理，包括脱出水、氧、硫和二氧化碳等腐蚀性杂质、清罐等措施，脱出腐蚀介质或降低腐蚀介质浓度。对油田生产过程中的腐蚀性介质进行机械的、化学的、生物的处理，从而降低介质的腐蚀性，是油气田常用的腐蚀控制措施之一。介质处理设计应按国家或行业现行标准的有关规定执行，无规定时，可参考以下原则：

- a) 脱除水中的氧，使水中溶解氧含量小于 0.05mg/L ，抑制氧腐蚀。
- b) 脱除水中的硫化物与游离二氧化碳，使其在水中的含量小于 10mg/L 。
- c) 杀菌，使水中硫酸盐还原菌（SRB）含量小于 10^2 个/mL。
- d) 沉降去除水中的悬浮固体含量，使其小于 3mg/L 。

6 施工及验收

6.1 表面处理

6.1.1 本条主要是结合《涂装前钢材表面预处理规范》SY/T 0407—1997 的规定，针对储罐表面处理的特点制定的。

6.1.2 表面处理质量检测方法应具有可操作，能明确判别表面处理质量。采用粗糙度测量仪、锚纹深度纸（锚纹拓印膜）可精确测量锚纹深度，因此推荐采用。

6.2 涂 装

6.2.1 除锈后的钢表面待涂时间越短越好，否则，可能会返锈或落下灰尘，影响防腐层黏结力。在潮湿空气中（如相对湿度接近 80%），待涂时间更应缩短。对于大型储罐，因为除锈面积大，除锈时间长，应采取适当措施，避免因待涂时间过长而引起钢表面返锈。

6.2.5 测量温湿度和相对湿度后，可查图 6.2.5 得出该环境条件下的露点温度。

涂装作业时，尤其是涂装溶剂型涂料时，如施工环境通风较差，必须采取强制通风。由于涂料往往由多种化学组分组成，不排除在涂装过程中会对人体造成伤害，涂料供方应提供安全施工方面的相关数据和出现人体伤害情况下的处理措施。

未固化的防腐层易黏着其他物质，遇水浸淋会出现缺陷，因此，固化前应防止雨水浸淋。

6.2.6 加热盘管的温度高，腐蚀严重，其涂装既需满足防腐要求又不能影响传热。

6.2.7 防腐层结构设计时，每层涂层有不同的作用，因此不能只控制防腐层总厚度，还应控制每道涂层的厚度和其他质量性能

指标。

6.2.8 在实际涂装时，涂膜厚度不可能是完全均一的，但是无论是在质量（测量数值）上还是在数量（测量点数和面积）上，都不能与设计方案相差太多，最低要求应满足“90-10”规则。防腐层厚度、漏点（或孔隙率）、表面电阻等性能指标的优劣直接影响防腐层的使用效果，应严格按照本标准的规定控制。

6.3 防腐层大修及维修施工

6.3.2 防腐层大修是指需将防腐层全面更新。

6.3.3 防腐层局部维修是指防腐层破坏处出现脱落、起皮、锈蚀等情况，为控制腐蚀，需对破坏处及时维修，而其他部位基本完好，不需全部更新。

6.3.4 防腐层面漆维修是指外防腐层面漆出现失光、失色或粉化时，为延长防腐层寿命或为美化外观，需对防腐层面漆进行维修。

6.3.5 如在用储罐内安装有阳极、参比电极等，可采取用牛皮纸等将阳极牢固包裹或覆盖等措施避免阳极等受到破坏或污损。

6.4 阴极保护施工

6.4.2 和 **6.4.3** 这两条是《钢制储罐罐底外壁阴极保护技术标准》SY/T 0088 等标准未明确规定，但又影响阴极保护效果的重要因素。

6.4.5 罐内牺牲阳极与储罐的连接一般采用焊接或螺栓固定的方式，但经长期使用后，焊接方式的电连续性更牢靠，因此推荐采用焊接方式安装。

6.4.6 本条是参照《区域性阴极保护技术规范 第2部分：区域性阴极保护施工及验收》Q/SY 29.2—2002 中第9章的有关规定，结合我国储罐阴极保护工程的实际制定的。

6.5 阴极保护工程试运行及调试

6.5.2 罐/地自然电位应在连接锌接地极之前测试。

6.5.4 罐/地和罐/水电位测试时，应注意 IR 降的影响。检测罐底板对地电位时，宜在罐底与基础最大程度接触的罐内液位下进行。

6.6 工程验收

6.6.3 本条是为便于工程验收资料的收集而提出，设计文件和设计变更文件是施工方实施腐蚀控制工程的依据。所有资料应经相关责任人签字确认，验收时由施工方提交，业主作为档案资料保存。

7 运行管理

7.1 防腐层管理

7.1.1 储罐防腐层竣工验收合格后，不宜再进行任何强度和严密性试验，因为试验带有一定的压力，可能对防腐层造成损伤。阳极焊接等动火作业也会破坏防腐层。

7.1.3 《立式圆筒形钢制焊接原油罐修理规程》SY/T 5921 中规定原油储罐的检修周期为5~7年，因此，原油储罐内防腐层检查周期一般可为5~7年。

7.1.4 罐底沉积水中往往含有一定量的氯离子、 H_2S 与溶解氧等腐蚀性成分，为减轻罐底的腐蚀和防腐层的破坏，应定期排水并做相应记录。具备条件时，最好能安装自动脱水系统，将沉积水控制在最低液位。

7.2 阴极保护管理

7.2.5 阴极保护系统投入运行后，大多能稳定运行，只要电源工作正常就可视为保护正常，采用断电电位测量时，电源频繁地通/断操作会对阴极保护的连续性造成一定的影响，因此，保护电位测量不必太频繁。本条给出了管理工作中的基本要求，各单位可在此基础上补加其他的内容。

7.2.6 清罐后，一般难以测量罐底板内表面的保护电位，所以应检查罐底板的腐蚀情况，以判断阴极保护系统的有效性。

7.2.8 储罐检修后，阴极保护系统间断的时间不宜太长，否则再次启动时会受到不良影响。阴极保护系统投入运行后，如遇停电，停电时间不宜过长。

参 考 文 献

- [1] GB/T 494—2002 铝—锌—镉系合金牺牲阳极
- [2] GB/T 21448—2008 埋地钢质管道阴极保护技术规范
- [3] SY 0007—1999 钢质管道及储罐腐蚀控制设计规范
- [4] Q/SY 29.1—2002 区域性阴极保护技术规范 第1部分：区域性阴极保护设计
- [5] Q/SY 29.2—2002 区域性阴极保护技术规范 第2部分：区域性阴极保护施工及验收
- [6] 生活饮用水卫生监督管理办法 1996年7月9日建设部、卫生部令第53号发布
- [7] NACE RP 0169: 2002 地下或水下管路系统外部腐蚀控制
- [8] NACE RP 0775 在采油中腐蚀试件的制备、安装以及试验数据和解释推荐准则

中华人民共和国
石油天然气行业标准
钢质储罐腐蚀控制标准
SY/T 6784—2010

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

850×1168 毫米 32 开本 2.5 印张 67 千字 印 1—3000
2010 年 11 月北京第 1 版 2010 年 11 月北京第 1 次印刷
书号：155021·6503 定价：19.00 元
版权专有 不得翻印