



中华人民共和国国家标准

GB/T 23258—2009

钢质管道内腐蚀控制规范

Standard practice Controlling internal corrosion in steel pipelines

2009-03-16 发布

2009-10-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 发布
中国国家标准化管理委员会

前 言

本标准对应于美国腐蚀工程师国际协会标准 NACE SP0106—2006《钢质管道和管道系统的内腐蚀控制准则》，与 NACE SP0106 2006 一致性程度为非等效。

本标准的附录 A 是资料性附录。

本标准由中国石油天然气集团公司提出。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会归口。

本标准负责起草单位：中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司。

本标准主要起草人：施岱艳、姜放、向波、边云燕、汤晓勇、曹晓燕、文代龙、陈汝培、杜通林、傅贺平、杨朔、杜毅、李天雷、王秦晋、殷名学、李珣。

钢质管道内腐蚀控制规范

1 范围

本标准规定了钢质管道的内腐蚀控制设计准则、控制内腐蚀的方法、腐蚀检测和监测效果评定等内容的基本要求。

本标准适用于输送石油、天然气、水等介质的钢质管道。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB/T 16545 金属和合金的腐蚀 腐蚀试样上腐蚀产物的清除
- SY/T 0442 钢质管道熔结环氧粉末内涂层技术标准
- SY/T 0457 钢质管道液体环氧涂料内防腐层技术标准
- SY/T 0546 腐蚀产物的采集与鉴定
- SY/T 5536 原油管道运行规程
- SY/T 5922 天然气管道运行规范
- SY/T 6623 内覆或衬里耐腐蚀合金复合钢管规范
- JB/T 7901 金属材料实验室均匀腐蚀全浸试验方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

铁离子浓度 iron count

水中铁离子的含量，通常用单位体积水中铁离子的质量数(mg/L)表示，可指示管道系统内腐蚀的活跃性。

3.2

锰离子浓度 manganese count

水中锰离子的含量，通常用单位体积水中锰离子的质量数(mg/L)表示。

注：用于油田井下设备的铁合金材料中锰的含量通常为0.5%~1.5%。因此如果所有的铁离子和锰离子都是腐蚀导致的而不是产出水中原有的，那么产出水中锰离子和铁离子的比例大约为1:100。

3.3

测试短节 spool pieces

安装在主管道或旁通上两端带法兰的短管，长度一般为0.3 m~1 m。可定期地拆卸下来进行内部检测以得到有关管道系统的腐蚀性的信息。短管的材质应与主管道的材质一致。

3.4

场信号法(电子指纹) field signature method (electric fingerprint)

在管道的一段短管上施加电场，管道内壁因内腐蚀引起的金属损失使电场发生改变，测量电场的改变来计算管道的内腐蚀。

3.5

缓蚀剂涂膜处理 batch treatment of inhibitor

发送两个清管器,在两个清管器之间注入一段缓蚀剂溶液随清管器流经整个管道,在管道内壁形成一层持续实现缓蚀性能的膜。

4 内腐蚀控制设计准则

4.1 输送介质的腐蚀性

4.1.1 应测定介质中腐蚀性杂质的含量,一般应包括:

- a) 细菌;
- b) 二氧化碳;
- c) 氯化物;
- d) 硫化氢;
- e) 有机酸;
- f) 氧;
- g) 固体或沉淀物;
- h) 其他含硫的化合物;
- i) 水以及水质。

4.1.2 应根据腐蚀性杂质含量和气体或液体组分及工矿条件,预测可能造成的有害影响,必要时可对其腐蚀性进行评价。应考虑有害影响主要有:

- a) 由于减薄、点蚀、氢脆、氢致开裂、硫化物应力开裂或应力腐蚀开裂导致管体的损害;
- b) 腐蚀产物对管输介质的污染。

4.1.3 输送介质的腐蚀性评价

表1给出了管道及容器内介质腐蚀性评价指标。

表1 管道及容器内介质腐蚀性评价指标

项 目	级 别			
	低	中	较重	严重
平均腐蚀率/(mm/a)	<0.025	0.025~0.12	0.13~0.25	>0.25
点蚀率/(mm/a)	<0.13	0.13~0.20	0.21~0.38	>0.38
注:以两项中的最严重结果为准。				

4.1.4 当管输介质中含的腐蚀性杂质可导致管道腐蚀时,可对管输介质进行脱除腐蚀性杂质(如脱水、脱氧)的附加处理,设计应对附加处理的方案和其他减缓腐蚀措施(如增加清管频率、使用缓蚀剂、采用管道内涂层或耐蚀合金管/复合管)的方案进行技术经济性对比,应使管输介质在输送过程中对管道的内腐蚀最小。

4.2 流速控制

管输介质的流速应满足工艺设计要求并应控制在使腐蚀降为最小的范围内。流速范围的下限值应使腐蚀性杂质悬浮在管输介质中,使管道内积存的腐蚀性杂质降至最少。流速范围的上限应使磨损腐蚀、空泡腐蚀等降至最小,使用缓蚀剂时应不影响缓蚀剂膜的稳定性。

4.3 间歇流控制

应避免间歇流。如果无法避免,可控制管输介质的流速,使其能冲扫掉不流动介质或低流速期积聚在管内低洼处的积液和沉积物。

4.4 清管

如果预计水、沉淀物或其他腐蚀产物会沉积在管道中时,可采用清管,设计应包括清管器收发装置。

4.5 管道变径

4.5.1 管道的变径应采用能使流体在变径点处作平滑水力过渡的大小头来实现。

4.5.2 设计应减少设置盲法兰、盲管段、支管、接头等构成的死端。否则,应设置吹扫、收集或排放装置,定期排放所累积的腐蚀产物,包括沙砾等。

4.6 含水量控制

4.6.1 管输介质在输送期间,当其含水量可导致腐蚀时,可采用分离、脱水工艺,降低其含水量。

4.6.2 如果仅靠降低含水量还不能控制预期的腐蚀时,可采用其他减缓腐蚀的措施,如清管、内涂层和添加缓蚀剂等。

4.7 含氧量控制

4.7.1 含氧的管输介质在输送期间,可导致腐蚀。宜考虑脱氧,使管输介质含氧量降低到允许水平。

4.7.2 设计时应避免空气在管输过程中进入管道。

4.7.3 如果单靠脱氧还不能控制预期的腐蚀时,可采用其他减缓腐蚀的措施,如添加缓蚀剂或内涂层。

4.8 加注化学添加剂

4.8.1 对需采用化学添加剂如缓蚀剂、除氧剂或杀菌剂的管道和设备,设计应包括适宜的加注装置,加注点位置应使整个管道都得到充分的防护。

4.8.2 对使用的每种化学添加剂应掌握如下信息:

- a) 化学添加剂的安全数据;
- b) 技术指标;
- c) 化学添加剂对设计用材料和密封材料的腐蚀数据。

4.9 内防腐层和耐蚀材料

4.9.1 对预计腐蚀速率超过容许范围的管道,可采用内防腐层,如内涂层、非金属材料衬里、双金属复合材料,也可直接采用整体耐蚀合金材料。

4.9.2 在使用过程中,对某些由于内防腐层缺陷造成有基体金属裸露的管道,可同时添加缓蚀剂予以保护。

4.10 监测和检测

4.10.1 监测点应合理地选择在生产系统中存在腐蚀性介质,并能提供有代表性的内腐蚀测量结果的位置。

4.10.2 对管输介质做缓蚀处理,特别是加注化学药剂的管道,设计应包括腐蚀监测装置,以便监测管输介质的腐蚀性和评价缓蚀效果。

4.10.3 在压力、温度、含水量和其他腐蚀条件不同的位置,应选择预期腐蚀比较严重的位置设置监测装置并评价监测方法的使用效果。

4.10.4 对于经过干燥处理后产品的输送管道,在预计可能积液的位置可采用定点测量的方法(例如壁厚检测、在线监测)。

4.10.5 监测装置如果设在旁通上,旁通管道的水力状态应与主管道相似,并能随时切断或开通。

4.10.6 设计时应考虑相应的弯管可使采用的腐蚀检测仪器自由通过,并设置相关的阀门及收发装置等。

5 控制内腐蚀的方法

5.1 清管

5.1.1 应采用清管器清除管内的污物和沉积物。定期清管可与其他腐蚀控制措施如添加缓蚀剂和脱水结合起来使用。

5.1.2 应根据清管程度选用不同类型的清管器,选用清管器应考虑如下因素:

- a) 清管器清除沉积污物的能力;

- b) 挤过管道截面的能力；
- c) 清管器构件用材与管输介质的相容性；
- d) 运行的可行性，因为清管运行过程中可能存在毛刺、探头、腐蚀挂片等妨碍清管的物体；
- e) 管道内是否存在内涂层和缓蚀剂膜。

5.2 脱除腐蚀性组分

5.2.1 脱水处理

5.2.1.1 原油和油品中的游离水在储罐中沉降或采用分离器、聚结器或砂滤器等分离。

5.2.1.2 天然气中的水应用分离器、冷却器或各种类型(如乙二醇、三甘醇或分子筛)的脱水装置等予以脱除。

5.2.2 脱氧处理

可采用化学除氧剂或真空法等脱除管输介质中的氧。但应注意有硫化氢存在时，除氧剂的效果往往受到限制。

5.2.3 其他腐蚀性杂质如酸性气体(硫化氢、二氧化碳、低分子量有机酸例如乙酸和丙酸)，可用酸性气体吸收塔和洗涤器将其从管输介质中脱除。

5.3 加注缓蚀剂

5.3.1 应根据以下条件选择缓蚀剂：

- a) 腐蚀类型及腐蚀因素；
- b) 与管输介质及其他添加剂的配伍性；
- c) 使用 and 加注的可操作性；
- d) 对下步工艺的有害影响。

5.3.2 缓蚀剂应分散在液体中传输以确保能到达需要保护的区域。

5.3.3 对输送天然气的主干线管道，在投产前和运行期间可定期进行缓蚀剂涂膜处理。

5.3.4 应根据实验室和现场试验结果、生产实践经验和产品性能来确定缓蚀剂的缓蚀效果、溶解性、配伍性、加注浓度及加注量要求。

5.3.5 为提高缓蚀剂的缓蚀效果，应考虑联合使用其他减缓腐蚀的措施如清管、脱水等。

5.4 内防腐层

5.4.1 根据输送介质腐蚀性来选择内涂层和内衬里。当采用内涂层时，应充分考虑涂层的抗老化性能。

5.4.2 内涂层应具有抗管输介质、污物、腐蚀性杂质、添加剂等侵蚀的能力，而且不应损害管输介质的质量。

5.4.3 可供涂层和衬里选用的材料有环氧树脂、塑料、水泥砂浆或金属化合物等，宜通过试验选定。环氧涂料的技术要求见 SY/T 0442 和 SY/T 0457。

5.4.4 内涂层可在涂敷车间逐节预制，或者在施工现场整体管道涂敷。无论在何处涂敷，应注意管子的清洗和表面预处理状况及正确的涂敷工艺。

5.4.5 厂内预制的内涂层可通过电火花检漏仪检查，现场涂敷的涂层的完整性检验，通过使用现场切片取样或卸下两端带法兰的试验短管进行检测。

5.4.6 内涂层和衬里管道的接头部位应进行防腐处理。

5.5 耐蚀合金材料

5.5.1 在一些集输管道和容器内腐蚀很严重的部位，采用其他腐蚀控制方法难以实现时，可采用整体耐蚀合金材料或采用耐蚀合金复合或衬里材料。

5.5.2 耐蚀合金复合或衬里产品应在工厂进行化学成分、结合强度、抗腐蚀性能等检验。耐蚀合金复合钢管的技术要求见 SY/T 6623。

6 腐蚀检测和监测

6.1 目视检查

当管道系统或设备停产检修时,专业人员对暴露的内壁进行目视检查,确定如下的内容:

- a) 内表面的腐蚀情况。通过鉴别内表面腐蚀的形态(例如均匀腐蚀、点蚀和沟槽状腐蚀等)确定腐蚀类型;
- b) 测量腐蚀沿管道或设备内表面圆周向和轴向的长度以及任何可辨别的腐蚀形貌;
- c) 测量单位面积的腐蚀坑数,测量被腐蚀最深部位的壁厚,计算年腐蚀速率;
- d) 被腐蚀管段的坡度和坡向,以及与它相连管道的相对位置;
- e) 沉积物及沉积物下的腐蚀;
- f) 对主要的腐蚀部位进行拍照。

6.2 在线腐蚀监测

6.2.1 常用的在线腐蚀监测方法有腐蚀挂片、腐蚀测试短节、电阻探头、线性极化探头、电感探头、电化学噪音探头、氢探头、电子指纹等。根据不同的操作环境、操作方式(如定期或连续取值)及安装技术,选用不同的在线腐蚀监测设备。

6.2.2 安装于适当位置的在线腐蚀监测设施应能有效地确定腐蚀速率和腐蚀类型。金属腐蚀挂片的准备、安装和分析见 GB/T 16545、JB/T 7901。

6.2.3 腐蚀挂片和探头材质应与管道或设备内表面材质一致或相似。

6.2.4 腐蚀挂片和探头在流体中暴露的时间应根据管输介质的类型、流速、检测的项目以及预计的腐蚀速率而定。腐蚀挂片在一年内至少应检测两次,并且间隔时间不宜超过 6 个月。

6.2.5 在探头上沉积有较多石蜡和其他不溶性物质时,会影响探头的测试结果,应定期将探头取出清除附着物。

6.2.6 插入式腐蚀挂片和探头不应影响管道清管,清管时应能将挂片和探头取出或提升至不影响清管的位置。

6.3 取样和化学分析

6.3.1 应定期取样并化学分析,确定管输介质中的铁离子数、锰离子数、pH 值、腐蚀性杂质及腐蚀性。

6.3.2 提取的试样应具有代表性,能反映管输介质的真实情况。取样应由有经验的人员或经过专业培训的人员进行。

6.3.3 如果管输介质中含有水,应进行二氧化碳、硫化氢、细菌、酸和其他腐蚀性组分的分析。二氧化碳和硫化氢还应进行气相分析。

6.3.4 对管输介质中含的易引起结垢和堵塞的腐蚀性杂质,应定期分析。

6.3.5 测定从过滤器和捕集器中清除出来的腐蚀产物的体积和质量变化,或目视检查固体污物,可评定防护效果。腐蚀产物的采集与测定见 SY/T 0546。

6.3.6 化学分析的频率及项目应根据管道中管输介质的变化和数量决定。

6.4 内腐蚀检测

6.4.1 内腐蚀检测装置有定点进行测量的超声波测厚仪、超声波扫描成像仪,以及沿管道各部位进行的超声波/漏磁智能检测器、机械测径器和超声导波测量仪等。

6.4.2 根据管道的直径、长度、连接方式、使用时间及位置,合理地选用内腐蚀检测工具。选定的检测位置应固定并能长期连续使用。在随后周期性的检测中也可增加或合并检测位置。

6.4.3 检测仪记录应显示管道内腐蚀与地面实际位置之间的相互关系,准确地确定腐蚀部位。

6.4.4 对于能进行开挖的管段,智能检测、机械测径器和超声导波的检测结果应采用开挖抽查来核实检测的准确性。

6.5 压降测量

通过定期测量确定管段两端压力降的变化,调查并判断是否存在腐蚀产物或沉积物。

6.6 腐蚀控制方法效果的评定

6.6.1 采用 6.2~6.6 的腐蚀监测和检测方法来评价腐蚀控制的效果。

6.6.2 当腐蚀挂片的测试 results 和腐蚀检测测试结果显示管道的腐蚀速率超过设计要求时,应重新调整腐蚀控制措施。

7 内腐蚀控制系统的操作和维护

7.1 清管

7.1.1 清管应符合本标准 5.1 的规定。

7.1.2 进入管道系统的清管器应洁净,并维修完好。

7.1.3 清管频率应保证污物及时被清除,以避免对管道内壁产生腐蚀,清管频率也应随季节变化,在温度较低的冬季,还应避免结冰、蜡堵塞问题。原油和天然气管道的清管要求见 SY/T 5536 和 SY/T 5922。

7.1.4 对有内涂层的管道不应采用金属或研磨类型的清管器,可采用非金属清管器。

7.2 缓蚀剂加注

7.2.1 缓蚀剂加注的方法一般为间歇加注或连续加注,或者这两种方法联合使用。

7.2.1.1 最好的间歇加注方法是缓蚀剂涂膜处理,在两个清管器之间用泵注入一段缓蚀剂溶液随清管器流经整个管道。加注的频率根据一定量的管输介质流经整个管道后,缓蚀剂所保持的效率而定。

7.2.1.2 连续加注要求连续注入与管输介质质量成一定比例的缓蚀剂。

7.2.1.3 缓蚀剂应预先混合或稀释。应避免低 pH 值的添加剂或溶剂蒸发留下的固体沉积物损伤加注点。黏性缓蚀剂可用一种与其相容并易混合的烃类载体来稀释,使容易泵注并保证计量,特别是对缓蚀剂用量小的情况。在注入前预先与水混合能更有利于缓蚀剂与管道中水的混合。

7.2.1.4 当供应商认为不会造成乳化、分离或沉淀而影响缓蚀剂的操作和使用效果时,应当进行预先混合或稀释。

7.2.2 缓蚀剂加注设施主要由下列设备组成:

- a) 缓蚀剂储罐;
- b) 加注装置(泵或喷嘴);
- c) 计量装置;
- d) 流量控制器;
- e) 管路附件、电气及控制系统。

7.2.2.1 加注装置可采用简单的重力式加注装置,也可用计量化学加注泵及文丘里喷嘴加注装置。对输送液体的管道,可使用可调容量的容积式泵。

7.2.2.2 设计的喷嘴或文丘里管,应能使注入管道中的缓蚀剂雾化成薄雾或烟雾。文丘里喷雾管喉口应按管输介质最高实际(声音的)流速来定径。

7.2.2.3 应谨慎地选定各种加注装置的安装位置,特别是对接配管的位置,应避免缓蚀剂雾化过程对导向阀控制的调节系统产生不良的影响。

7.2.2.4 加注装置的材质应适应与缓蚀剂连续接触的工作条件。建议采用缓蚀剂生产商推荐的材料。在大多数场合可使用普通碳钢或不锈钢。对小口径的管道或管柱宜采用不锈钢。当添加氨基缓蚀剂(胺类、氨基化合物、亚硝酸盐类等)时,不应使用铜和铜基合金材料。非金属密封件及填料应与缓蚀剂组分具有兼容性。

7.2.2.5 缓蚀剂加注点应选在能确保管道受到最有效保护的位置。在泵的吸入端加注,或通过一根置于管路中心的管子注入,有助于缓蚀剂与流体混合。当使用文丘里管时,为了使气流保持高速,宜装在

一个直径较小的旁路里。

7.3 内防腐层

对有内防腐层的管道在停产检修时,应对其内防腐层进行检查,如发现有损坏时,应做适当的修补,以保持内防腐层的完整性。如果损坏面太大或不易修补而且又有迹象表明裸管腐蚀严重时,则应考虑采取其他辅助的措施。

8 腐蚀控制记录

8.1 腐蚀控制记录

- a) 管输介质组分分析,包括腐蚀性杂质的含量;
- b) 管径、壁厚、压力等级、流速、内涂层及管道材料;
- c) 选用的防腐控制措施如脱水、脱氧、化学药剂和监测装置等工艺参数。

8.2 管道内腐蚀检测、效果评价及运行维修记录

- a) 对管道进行目视检查的日期和部位,以及目视检查的结果;
- b) 腐蚀监测和检测的结果,如探针、腐蚀挂片的监测结果、取样、化学分析、细菌试验和内检测工具的运行情况;
- c) 在线腐蚀检测和清管的作业情况包括日期、清管器类型、清除水和固体物的数量和所在的位置,宜包括清出的腐蚀产物照片和化学成分分析;
- d) 所用缓蚀剂、杀菌剂和其他化学药剂的名称、数量、加注方式和加注时间。

8.3 管道泄漏和损坏的记录

- a) 泄漏和损坏的时间、地点;
- b) 泄漏和损坏的原因分析;
- c) 泄漏和损坏的处理。

附录 A
(资料性附录)
条文说明

A.1 范围

由于石油、天然气集输系统输送石油、天然气、水等介质的复杂性,当输送气体或液体中存在氧、二氧化碳、硫化氢、氯离子、细菌等时,可能会引起钢制管道的腐蚀,因此可以采取本标准列出的措施来控制腐蚀。

A.2 规范性引用文件

凡是不注明日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

A.3 术语和定义

本章所列术语和定义,仅适用于本标准。

A.4 内腐蚀控制设计准则

A.4.1 输送介质的腐蚀性

A.4.1.1 输送气体和液体中腐蚀性杂质的含量可能给潜在的腐蚀造成重要的影响。气体和液体的质量标准不能保证输送介质没有腐蚀性。经验表明由于操作失误,水和腐蚀性杂质可能会进入管道系统,或堆积在管道的低洼处,此时监测结果可能显示气体和液体质量符合标准要求,但气体和液体的腐蚀性依然严重。

A.4.1.2 标准中列出的腐蚀性杂质的某些组合可能使腐蚀加剧,因此需要考虑这些组分的相互作用。

A.4.1.3 本标准不包括当输送介质中含有硫化氢可能导致钢制管道发生氢致开裂、硫化物应力开裂等开裂破坏时材料的选择,材料选择可以参见 SY/T 0599 或 GB/T 20972。

A.4.1.4 输送介质的腐蚀性严重程度分级的标准参考了 NACE RP0775-99 的规范要求。

A.4.2 内腐蚀控制设计要求

A.4.2.1 因为管输介质和管道系统的复杂性妨碍了内腐蚀控制作法的标准化,所以本标准未推荐每个具体场合的作法,而是列出了各种控制内腐蚀的作法,设计人员应根据具体情况选择适宜的控制内腐蚀的措施。

A.4.2.2 式(A.1)提供了计算气/液两相流的磨损腐蚀流速的公式。

$$v_c = 0.25 \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad \dots\dots\dots (A.1)$$

式中:

v_c ——流体的磨损腐蚀流速,单位为米每秒(m/s);

C ——经验系数;

ρ_m ——在流体压力和温度条件下的气/液混合密度,单位为千克每立方米(kg/m³)。

没有固体颗粒的连续流体 $C=100$,间歇流体 $C=125$;如果腐蚀通过加注缓蚀剂进行控制或者采用耐蚀合金,对于连续流体 C 的值可为 150~200。

A.4.2.3 当钢铁表面没有水存在时就不会发生腐蚀,即使存在腐蚀性气体(H₂S、CO₂ 和 O₂)。应注意虽然采用了含水量的控制措施,吸湿的盐沉积在钢铁表面时,在低于露点温度的条件下能导致钢的表面形成一层看不见的水膜而引起腐蚀。

A.4.2.4 如果仅靠一种方法还不能控制预期的腐蚀时,可以采用多种减缓腐蚀的措施,如同时进行含水量控制、清管和添加缓蚀剂等。

A.4.2.5 设置腐蚀监测和检测的目的是了解输送介质的腐蚀性并用来评价所采用腐蚀控制措施的保护效果。

A.4.2.6 对于经过干燥处理后产品的输送管道,有可能由于误操作短暂地存在液态水或其他电解质溶液,在积液处(例如斜坡的底部)最容易发生内腐蚀。在预计可能积液的位置可以采用定点测量的方法(例如检测、监测和取样)。

A.5 控制内腐蚀的方法

A.5.1 根据清管程度选用不同类型的清管器。为清除粘附的污物,选用装有弹簧加载的钢刀片、钢丝刷、研磨砂石等类型的清管器,也可选用半刚性的非金属球体。对于小曲率半径的弯头,可选用能变形的橡胶清管器。

A.5.2 通过清管至少能部分避免由下列因素造成的腐蚀:

- a) 由于夹带流速不足、间歇流或输送压力/温度变化等导致从管输介质中沉积或析出水和其他液体。这些液体中往往含有氧、硫化氢、二氧化碳、盐、酸和其他腐蚀性杂质。
- b) 当输送管内有腐蚀产物、锈垢、砂、污垢等松散的沉积物时,尤其是处于有水、硫化氢、二氧化碳等的条件下,常常会促使管子底部四分之一圆周区形成局部腐蚀电池。
- c) 粘附在管壁上的腐蚀产物、石蜡或其他固体沉积物可能覆盖腐蚀活跃区,从而抑制了其他缓蚀方法如缓蚀剂的效果。

A.5.3 阳极型缓蚀剂可用于减缓含有低浓度氧的介质的腐蚀。阴极型缓蚀剂可用于减缓硫化氢和二氧化碳的腐蚀。具有长碳链的含氮化合物(例如咪唑啉)作为混合型缓蚀剂。

A.5.4 当采用可溶解的液体或树脂合成物涂层作为内防腐层时,需要充分考虑涂层的抗老化性能。

A.5.5 内涂层可以在涂敷车间逐节预制,或者在施工现场整体管道涂敷。无论在何处涂敷,涂层的性能很大程度上取决于管子的清洗和表面预处理的情况及正确的涂敷工艺。

A.6 腐蚀检测和监测

A.6.1 腐蚀监测和检测的方法也可以用来评价腐蚀控制的效果。

A.6.2 单一的腐蚀监测和检测方法所提供的信息是有限的,联合采用多种腐蚀监测和检测方法,可以得到更全面的腐蚀信息。

A.6.3 设计时为了避免气液中携带的固体颗粒对设备造成损伤,可以在监测设备的前面安装过滤器。

A.6.4 腐蚀挂片和电子腐蚀监测设备等可用于确定腐蚀环境随时间变化的关系,结果也可用于评价由于操作参数或化学处理程序的改变而使输送介质腐蚀性发生的变化。

A.6.5 尽管取样规范化,测得的总铁量仍可能出现分散无规律。因此,通常用若干个不同样品的总平均值才能比较准确地评价系统的保护效果。最好能了解开采初期介质输送系统中的含铁量。

A.6.6 目视检查固体污物,可以监测腐蚀控制效果。

A.7 内腐蚀控制系统的操作和维护

A.7.1 清管频率应保证污物在对管道内壁产生腐蚀危害之前被清除。定期观察被清除污物的类型和数量,可评估清管的效果。

A.7.2 缓蚀剂加注装置的材质要考虑适应连续与缓蚀剂接触的工作条件。建议采用缓蚀剂生产商推荐的材料。在大多数场合可使用普通碳钢或不锈钢。对小口径的管道或管柱可以采用不锈钢,因为即使很少量的锈都可能造成堵塞或给泵注黏性大的液体带来困难。当添加氨基缓蚀剂(胺类、氨基化合物、亚硝酸盐类等)时,不宜使用铜和铜基合金材料,因为这类材料可能发生应力腐蚀开裂。

A. 7.3 缓蚀剂加注点选在能确保管道受到最有效保护的位置。在泵的吸入端加注,可利用泵内液体的湍流性促使缓蚀剂与流体混合。

A. 7.4 缓蚀剂采用预先混合或稀释,这样便于操作并且能促进更快速地与输送介质混合,特别对非互溶相之间的混合。低 pH 值的添加剂或溶剂蒸发留下的固体沉积物会损伤加注点。黏性缓蚀剂可用一种与其相容并易混合的烃类载体来稀释,以降低其黏度,使泵注容易并且计量更加准确,特别是对缓蚀剂用量小的情况。在注入前预先与水混合能更有利于缓蚀剂与管道中水的混合。

参 考 文 献

- [1] GB/T 20972 石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料
 - [2] SY/T 0599 - 2006 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
 - [3] NACE RP 0775-99 油田现场用腐蚀失重片的准备、安装、分析和解释
 - [4] NACE SP 0106—2006 钢质管道和管道系统的内腐蚀控制准则
-