

ICS 75. 200

E 98

备案号: 19094—2006

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

P

SY/T 0087. 1—2006

**钢制管道及储罐腐蚀评价标准
埋地钢质管道外腐蚀直接评价**

**Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment —
Steel pipeline external corrosion direct assessment**

2006—11—03 发布

2007—04—01 实施

国家发展和改革委员会 发布

中华人民共和国石油天然气行业标准

钢制管道及储罐腐蚀评价标准

埋地钢质管道外腐蚀直接评价

Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment—

Steel pipeline external corrosion direct assessment

SY /T 0087.1 — 2006

主编单位：中国石油天然气股份有限公司规划总院

中国石油大学

参编单位：中国石油管道公司沈阳调度中心

中国石油工程建设协会防腐保温技术专委会

批准部门：国家发展和改革委员会

石油工业出版社

2006 北 京

中华人民共和国国家发展和改革委员会

公 告

2006 年第 80 号

国家发展改革委批准《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》等 26 项石油天然气行业标准（标准编号、名称及起始实施日期见附件）；批准《SY/T 5819—2002 地面重力勘探技术规程》行业标准修改单，现予公布，标准修改单自公布之日起实施。

以上行业标准由石油工业出版社出版。

附件一：26 项石油天然气行业标准编号、名称及起始实施日期

附件二：（略）

中华人民共和国国家发展和改革委员会

2006 年 11 月 3 日

附件一：

26 项石油天然气行业标准编号、
名称及起始实施日期

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标情况	实施日期
1	SY/T 0017—2006	埋地钢质管道直 流排流保护技术 标准	SY/T 0017—1996		2007-04-01
2	SY/T 0087.1—2006	钢制管道及储罐 腐蚀评价标准 埋地钢质管道外 腐蚀直接评价	SY/T 0087—1995	NACE RP 0502; 2002, NEQ	2007-04-01
3	SY/T 0088—2006	钢质储罐罐底外 壁阴极保护技术 标准	SY/T 0088—1995	API RP 651/ NACE RP 0193; 2001/NACE RP 0285, 2002, NEQ	2007-04-01
4	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	SY/T 0599—1997	NACE MR 0175; 1991, NEQ	2007-04-01
5	SY/T 5027—2006	石油钻采设备用 气动元件	SY/T 5027—1993 SY/T 5043—1993 SY/T 5095—1993 SY/T 5096—1993 SY/T 5148—1999 SY/T 5149—1997 SY/T 5207—1987 SY/T 5283—1991 SY/T 5639—1999 SY/T 5837—1993 SY/T 6112—1994 SY/T 6226.1—1996 SY/T 6226.2—1996		2007-04-01
6	SY/T 5029—2006	抽油杆	SY/T 5029—2003 SY/T 6272—1997	API Spec 11B; 1998, MOD	2007-04-01

续表

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标情况	实施日期
7	SY/T 5030—2006	石油天然气工业用柴油机	SY/T 5030—2000 SY/T 5048—1994 SY/T 5142—1995 SY/T 6187—1997		2007-04-01
8	SY/T 5244—2006	钻井液循环管汇	SY/T 5244—1991		2007-04-01
9	SY/T 5313—2006	钻井工程术语	SY/T 5313—1993		2007-04-01
10	SY/T 5336—2006	岩心分析方法	SY/T 5336—1996	API RP 40; 1998, IDT	2007-04-01
11	SY/T 5550—2006	空心抽油杆	SY/T 5550—1998 SY/T 6104—1994		2007-04-01
12	SY/T 5689—2006	单螺杆抽油泵地面驱动装置	SY/T 5689—1995		2007-04-01
13	SY/T 6295—2006	石油钻采设备可靠性、维修性预计方法	SY/T 6295—1997	BSI BS 5760-12; 1993, NEQ	2007-04-01
14	SY/T 5720—2006	司钻安全技术考核规则	SY 5720—1995		2007-04-01
15	SY/T 6663—2006	独立井口装置规范		API Spec 11 IW; 2000, MOD	2007-04-01
16	SY/T 6664—2006	石油钻机用柴油机耦合器机组			2007-04-01
17	SY/T 6665—2006	油田用 V 带规范		API Spec 1B; 1995, MOD	2007-04-01
18	SY/T 6666—2006	石油天然气工业用钢丝绳的选用和维护的推荐作法		API RP 9B; 2002, MOD	2007-04-01
19	SY/T 6667—2006	分流器系统设备及作业推荐作法		API RP 64; 2001, IDT	2007-04-01

续表

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标情况	实施日期
20	SY/T 6668—2006	游梁式抽油机的 安装与润滑		API RP 11G; 1994,MOD	2007-04-01
21	SY/T 6669—2006	端盖、联结件和 旋转接头规范		API Spec 6H; 1998,MOD	2007-04-01
22	SY/T 6670—2006	油气田消防站建 设规范			2007-04-01
23	SY/T 6671—2006	石油设施电气设 备安装区域一 级、0区、1区和2 区区域划分推荐 作法		API RP 505; 1998,IDT	2007-04-01
24	SY/T 6672—2006	天然气处理厂保 护环境的推荐 作法		API RP 50; 1995,MOD	2007-04-01
25	SY/T 6673—2006	常压与低压储罐 通风的推荐作法		API Std 2000; 1998,IDT	2007-04-01
26	SY/T 6674—2006	密度测井刻度器 校准方法			2007-04-01

前 言

本标准是根据发改办工业〔2004〕872号文“关于下达《2004年行业标准项目计划》的通知”下达的任务，由中国石油天然气股份有限公司规划总院（以下简称中国石油规划总院）、中国石油大学主编，中国石油管道公司沈阳调度中心、中国石油工程建设协会防腐保温技术专委会参编，对《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—1995进行了修订。

本次修订过程中，广泛征求了行业内及相关单位的意见，总结了近十年来我国石油行业的实践经验，采用了中国石油天然气股份有限公司勘探生产分公司的科研项目《油气田管道腐蚀安全综合评估技术研究》的最新成果，吸取国际管道完整性管理新技术，提出了埋地钢质管道腐蚀安全综合评价技术框架、基于风险的检测技术以及管道最小壁厚安全评价等技术。该评价技术曾与挪威船级社（DNV）进行了交流与验算，并进行了相关内容的现场应用研究。本标准主要包括了埋地钢质管道基于风险检测、管道安全评价等技术内容。

本次修订参考采用了国外管道腐蚀完整性相关标准《管道外腐蚀直接评价方法》NACE RP 0502: 2002，将国外的新技术思路与我国应用实际相结合，使修订后的标准在技术的先进性、应用的可靠性和可操作性方面均有所提高。本版修订在评价技术方面有了重大修改。

修订后的《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—1995标准名称改为《钢制管道及储罐腐蚀评价标准》，并分为涉及管道外、管道内、储罐三部分内容三个子标准。本标准是其第1部分，即《钢制管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价》SY/T 0087.1。

本标准从生效之日起，同时代替 SY/T 0087—1995 中第 3 章。

本标准由石油工程建设专业标准化委员会提出并归口。

本标准主编单位：中国石油天然气股份有限公司规划总院、中国石油大学。

本标准参编单位：中国石油管道公司沈阳调度中心、中国石油工程建设协会防腐保温技术专委会。

本标准主要起草人：卢绮敏、翁永基、李绍忠、张清玉、何悟忠。

本标准由中国石油天然气股份有限公司规划总院、中国石油大学负责解释。

目 次

1 总则	1
2 一般规定	3
3 预评价	6
3.1 资料及数据收集	6
3.2 ECDA 管段划分	7
3.3 检测方法和设备选择	8
3.4 ECDA 可行性的评价	11
4 间接检测与评价	12
5 直接检测与评价	14
5.1 目的和步骤	14
5.2 开挖顺序及数量	14
5.3 直接开挖检测的一般要求	16
5.4 土壤腐蚀性检测项目及方法	16
5.5 防腐（保温）层保护效果检测项目和方法	17
5.6 管道腐蚀状况的检查项目及方法	18
5.7 阴极保护技术状况检测项目和方法	20
5.8 腐蚀管道的安全评价	20
5.9 原因分析	24
5.10 间接评价分级准则、开挖顺序的修正	24
6 后评价	25
6.1 目的及步骤	25
6.2 再评价时间间隔的确定	25
6.3 ECDA 有效性评价	27
6.4 反馈	28
7 单项评价指标	29

7.1 环境腐蚀性评价	29
7.2 金属腐蚀性评价	30
7.3 防腐层保护效果评价	30
7.4 阴极保护效果评价	31
7.5 交直流排流保护效果评价	31
8 ECDA 记录和报告	34
附录 A 日常管理调查	36
附录 B 管道腐蚀深度和腐蚀面积的测量方法	38
附录 C 极值统计预测最大壁厚损失	42
附录 D 各种记录表格	45
标准用词和用语说明	56
附件 钢制管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀 直接评价 条文说明	57

1 总 则

1.0.1 为规范和评价腐蚀管道的安全程度，实行科学管理，提高管道运行的安全性，特制定本标准。

1.0.2 本标准适用于陆上埋地钢质管道外壁腐蚀直接评价。由于其他因素造成管道壁厚减薄损伤的安全评价也可参照本标准执行。

1.0.3 埋地钢质管道外腐蚀直接评价方法（简称为 ECDA）具有局限性，因此在采用本标准时应采取相关的预防措施。

1.0.4 埋地钢质管道外壁腐蚀评价除执行本标准外，尚应符合现行有关国家标准（规范）的规定。

1.0.5 术语：

外壁腐蚀直接评价 external corrosion direct assessment (ECDA)

评价外壁腐蚀对管道完整性影响的方法，由预评价、间接检测和评价、直接检测和评价、后评价四个步骤组成。

ECDA 管段 ECDA region

有相似物理性质、相同运行历史，并采用同种间接检测方法的一个或几个管段。

间接检测与评价 indirect inspection and assessment

在管道上方或附近地面进行测量，以定位或识别防腐层漏点、腐蚀活性点或其他异常点的方法。

直接检测与评价 direct examination and assessment

对开挖处管道表面进行的检测和评价。

腐蚀活性点 corrosion activity

腐蚀正在进行，并以一定速率发展的部位，该发展速率足以导致管道在设计寿命内的承压能力降低。

防腐层缺陷 fault

防腐层上所有的异常，包括剥离区和漏点等。

漏点 holiday

防腐层不连续处（孔），使管体表面暴露于环境中。

密间距电位测量法 close-interval potential survey (CIS)

一种沿着管顶地表，以密间隔（1~3m）移动参比电极测量管地电位的方法。

直流电位梯度 direct-current voltage gradient (DCVG)

一种通过沿管道或环绕管道的、由防腐层破损点漏泄的、直流电流所产生的土壤中直流电压梯度的变化，来确定防腐层缺陷位置、大小以及表征腐蚀活性的地表测量方法。

交流电位梯度 alternating current voltage gradient (ACVG)

一种通过沿管道或环绕管道的、由防腐层破损点漏泄的、交流电流所产生的土壤中交流电压梯度变化，来确定防腐层缺陷位置的地表测量方法。

2 一般规定

2.0.1 本评价方法是一个连续、不断修正趋准的过程，通过评价识别正在和将要发生的腐蚀部位并提出维护措施，达到不断改进的目的。因此应整体使用本评价方法，若部分采用可能产生误差。

2.0.2 调查中需室内分析、化验的项目应由现场检测人员按规定取样，送到被确认具有资格的专业试验室，按相关标准中规定试验方法进行分析。

2.0.3 ECDA 评价前应编制调查大纲，整个检测与评价工作必须有从事腐蚀工作的工程师参加，并由腐蚀与防护专业队伍进行。

2.0.4 ECDA 评价中的安全问题还应符合有关标准的规定，不得降低原管道的安全程度。

2.0.5 本评价方法包括以下四个步骤和内容（见图 2.0.5-1、图 2.0.5-2）。

1 预评价：间接检测与评价和直接检测与评价前的准备工作包括：

- 1) 资料及数据收集。
- 2) ECDA 管段划分。
- 3) 检测方法和设备的选择。
- 4) ECDA 可行性评价。

2 间接检测与评价：开展防腐层地面检漏等间接测试，结合历史记录，进行防腐层漏点和腐蚀活性点的分级评价。

3 直接检测与评价：依据间接检测与评价确定开挖优先顺序及开挖点数量，进行开挖检测、腐蚀管道安全评价、分析腐蚀原因、提出维护措施，并对间接评价分级准则和开挖顺序进行

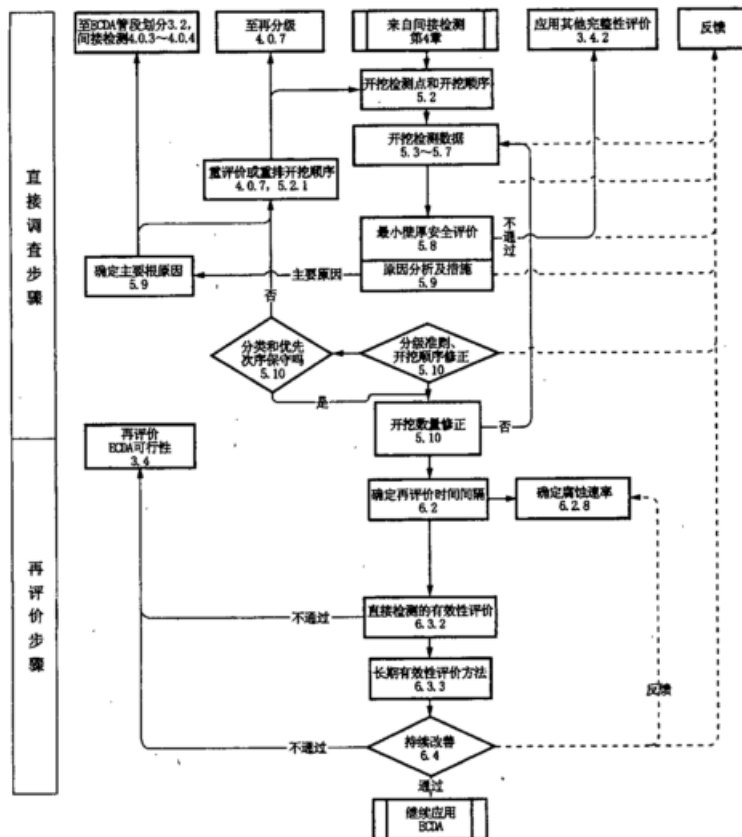


图 2.0.5-2 管道外直接评价流程图（二）

3 预 评 价

3.1 资料及数据收集

3.1.1 收集并填写管道原始特性表（见附录 D 表 D.1.1）及管道走向图、航拍图。

3.1.2 收集并填写管道施工概况表（见附录 D 表 D.1.2）。

3.1.3 收集并填写管道运行参数表（见附录 D 表 D.1.3）。

3.1.4 收集并填写管道防腐（保温）层概况表（见附录 D 表 D.1.4）。

3.1.5 按附录 A 的要求，收集并填写阴极保护系统概况及运行状况表（见附录 D 表 D.1.5、表 D.1.6）。

3.1.6 调查交（直）流电气化铁路、高压输电线路等可能构成干扰源的供电设施（包括其整流器、变电所及其接地体等）与管道的平行、交叉相互位置关系。

3.1.7 收集管道交（直）流干扰调查测试资料，按附录 D 表 D.1.7 和表 D.1.8 填表。如收集的资料不足并认为确有必要，可按《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017、《埋地钢质管道交流排流保护技术标准》SY/T 0032 的规定进行专项调查测试。

3.1.8 收集并填写管道周围环境概况表（见附录 D 表 D.1.9）。需要时按《埋地钢质管道干线电法保护技术管理规程》SY/T 5919—94 附录 C 的方法，测试并收集土壤腐蚀电流密度及现场埋设试片的腐蚀速率数据，按附录 D 表 D.1.10 填表。

3.1.9 收集并填写管道附属设施，铁路、公路、河流的穿（跨）越工程一览表及有关情况（见附录 D 表 D.1.11）。

3.1.10 收集并填写管道腐蚀泄漏事故及维修、大修表（见附录 D 表 D.4.4、表 D.4.5）。

- 3.1.11 收集有关竣工及运行中防腐层检漏、试压检测等报告。
- 3.1.12 根据管段历史和环境情况确定应用 ECDA 所需数据。

3.2 ECDA 管段划分

3.2.1 ECDA 管段划分原则：应按管道材质、施工因素、管道腐蚀泄漏事故发生频率等运行中发现的问题、间接检测方法、管段的重要性、自然地理位置、地貌环境特点、土壤类别等因素进行划分。ECDA 管段可以是连续的，也可是不连续的（见图 3.2.1）。可根据间接检测与评价及直接检测与评价的结果对管段的划分进行修正。

间接检测 工具/管段	CIS+DCVG		PCM地面 音频检漏法		CIS+DCVG	
			管道			
物理特征和历史	砂质土， 排水好， 低电阻率， 未发生腐蚀	砂壤土， 排水好， 低电阻率， 未发生腐蚀	砂质土， 排水好， 低电阻率， 未发生腐蚀		壤质土， 排水差， 一般电阻率， 局部腐蚀	壤质土， 排水差， 高电阻率， 此前有问题
ECDA区	ECDA1	ECDA2	ECDA3	ECDA4	ECDA5	ECDA6

图 3.2.1 ECDA 管段分段示意图

3.2.2 以下管段宜划分为单独管段：

- 1 管道材质：防腐层管道的裸管段、不同焊接方法段（如低频电阻焊区）、不同金属连接处的两端。
- 2 施工因素：影响防腐层老化和质量的共性部位（如弯头、套管、阀门、绝缘接头、连结器、进出土壤管段、固定墩等支撑）、施工质量差异段、穿（跨）越段、未施加阴极保护的管段、管道埋深差异大的管段。
- 3 运行管理：腐蚀事故多发段、重要性强的管段、阴极保护电流明显流失和改变区域、改线或更换段、防腐层和阴极保护修复段、交（直）流电干扰段、不同管输温度段。

4 环境因素：不同土壤性质和类型段、冻土段、沥青和水泥路面段、细菌腐蚀的管段。

5 其他。

3.3 检测方法和设备选择

3.3.1 对同一 ECDA 管段应采用相同的间接检测方法，并考虑该方法对防腐层漏点及腐蚀活性点的检出能力。

3.3.2 所有间接检测方法均有局限性。对一种间接检测方法检出和评价的“严重”点应采用另一种互补的间接检测方法进行再检，加以验证。

3.3.3 间接检测方法的选择见表 3.3.3。表 3.3.3 中推荐的方法是目目前常用方法，也可使用其他的间接检测方法，但应确定评价的可靠性及可行性。

表 3.3.3 中列出的间接检测方法均不能检出防腐层剥离的状况。当埋地管道埋深超过正常埋深时，可能影响对防腐层漏点检测的敏感性，现场环境和地形也可能影响检测深度范围和灵敏度。

表 3.3.3 埋地管道 ECDA 间接检测方法选择表

环 境	测试方法			
	密间距电位测量法 (CIS)	电流电位 梯度法 (ACVG, DCVG)	地面音频 检漏法 或皮尔逊法	交流电流 衰减法 (PCM)
带防腐层漏点的管段	2	1, 2	1, 2	1, 2
裸管的阳极区管段	2	3	3	3
接近河流或水下穿越管段	2	3	3	2
无套管穿越的管段	2	1, 2	2	1, 2
带套管的管段	3	3	3	3
短套管	2	2	2	2
铺砌路面下的管段	3	3	3	1, 2

续表 3.3.3

环 境	测试方法			
	密间距电 位测量法 (CIS)	电流电位 梯度法 (ACVG, DCVG)	地面音频 检漏法 或皮尔逊法	交流电流 衰减法 (PCM)
冻土区的管段	3	3	3	1, 2
相邻金属构筑物的管段	2	1, 2	3	1, 2
相邻平行管段	2	1, 2	3	1, 2
杂散电流区的管段	2	1, 2	2	1, 2
高压交流输电线下管段	2	1, 2	2	3
管道深埋区的管段	2	2	2	2
湿地区（有限的）管段	2	1, 2	2	1, 2
岩石带/岩礁/岩石回填区 的管段	3	3	3	2
检测方法的特点	评价阴极保 护系统有效 性、确定杂 散电流影响 范围、检测 防腐层漏点 的检测技术	DCVG, ACVG 比其他测量方法 能更精确地确定 防腐层漏点位 置, 区别是孤立 或连续的防腐层 破损。DCVG 还 可评估漏点尺 寸、缺陷处金属 腐蚀活性	确定埋地管线 防腐层漏点位 置的地面测量 技术	评价防腐 层管段的 整体质量 和确定防 腐层漏点 位置的检 测技术
采用标准	SY/T 0023	SY/T 0023	SY/T 0023	SY/T 0023

注：1 可适用于小的防腐层漏点（孤立的，一般面积小于 600mm²）和在正常运行条件下不会引起阴极保护电位波动的环境。

2 可适用于大面积的防腐层漏点（孤立或连续）和在正常运行条件下引起阴极保护电位波动的环境。

3 不能应用此方法，或在无可行措施时不能实施此方法。

3.3.4 现场间接检测和直接检测应配置必要的专用仪表、设备，

最低配置种类宜符合表 3.3.4 的规定。

表 3.3.4 现场调查专用设备、仪表

序号	名称及型号	规格指标	备 注
1	密间距电位检测仪 (CIS)	输入阻抗不低于 $10\text{M}\Omega$ ，滤除交流干扰，分辨率：0.1mV	含 GPS 同步断流器
2	交流电位梯度检测仪 (ACVG)	分辨率：1dB	A 字架
3	直流电位梯度检测仪 (DCVG)	输入阻抗不低于 $10\text{M}\Omega$ ；分辨率：0.1mV；硫酸铜电极误差不得超过 3mV	
4	音频信号检漏仪	检漏精度： $\leq 1\text{mm}^2$	
5	交流电流衰减仪 (PCM)	4Hz 低频测绘电流，128/640Hz 定位电流，输出电流：300mA~3A	
6	接地电阻测试仪	精度： $\pm 5\%$	
7	万用表	直流内阻大于 $10\text{k}\Omega/\text{V}$ ，交流内阻大于 $10^3\Omega/\text{V}$	
8	存储式杂散电流测试仪	分辨率：0.1mV；精度：0.8%；内阻： $10\text{M}\Omega$	
9	直流电位差计	分辨率：0.1 μV ；精度：0.1 级	
10	参比电极	饱和 Cu/CuSO ₄ 电极	
11	电火花检漏仪	输出电压大于 900V	漏点检出报警
12	防腐层测厚仪	量程：0~2mm，2~4mm，4~10mm	可用千分表、卡尺代
13	腐蚀坑深测试仪	精度：0.01mm	可用千分表代
14	超声波测厚仪	量程：20mm；精度：0.1mm	

3.3.5 调查中使用的仪表、设备性能应符合《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》SY/T 0023 等标准的规定，调查前应进

行校验。

3.4 ECDA 可行性的评价

3.4.1 ECDA 可能不适用于以下环境，下列情况会使本标准中的间接检测方法应用困难或产生测量误差：

- 1 防腐层剥离引起的电屏蔽部位。
- 2 石方区、沥青路面、冻结地面、钢筋混凝土地面。
- 3 附近埋设有金属构筑物的部位。
- 4 穿跨越地区及其他不易进行检测或检测不能实施的区域。

3.4.2 对不能使用本标准间接检测方法的管段，如能使用其他检测方法得到所需数据，那么仍可使用本 ECDA 方法。

3.4.3 如果需评价的管段不能使用本标准的间接检测方法或其他检测方法，那么本标准的 ECDA 过程不能适用。

4 间接检测与评价

4.0.1 间接检测与评价的目的是通过地面检测识别并确定防腐层缺陷和其他异常点的严重程度以及已经发生或可能正在发生腐蚀的区域。

4.0.2 间接检测之前，宜对预评价确定的每个 ECDA 管段的边界进行确认并设置明显标记。

4.0.3 选择表 3.3.3 中的测试方法或其他经过确认的间接检测方法进行间接检测时，应选择足够小的测量间距以满足评价的要求。所选间距必须保证检测方法能够测出并确定管段上可疑的腐蚀活性点位置，并对测试结果进行记录（参见附录 D 表 D.2.1、表 D.2.2 或其他检测方法的记录表填表）。

4.0.4 间接检测的时间宜紧凑。假如在二次间接检测之间，发生了如季节变化或管线更换等重大变化，那么间接检测数据就难以进行比较或缺乏可比性。

4.0.5 分析对比不同测试方法的数据时应注意空间位置误差。尽可能采用 GPS 系统或充分利用地面参照物以减少误差。

4.0.6 对防腐层管道，间接检测评价指标以确定防腐层缺陷为主。对无防腐层管道或者防腐层较差管道，主要以确定缺陷处腐蚀活性为主。

4.0.7 可按表 4.0.7 中提出的评价等级对间接检测结果进行分级评价，该表提供的评价指标是相对而言的通用性指标，不是绝对指标。初次开展 ECDA 评价时，对不能解释的检测结果，宜暂为评价等级中的“严重”等级。

4.0.8 对评价结果进行分析，如果选择的两种间接检测方法存在明显差异应采取以下方法处理：

- 1 应消除不同检测方法带来的位置误差。

2 如果不能用检测方法、管道特性、环境等各方面的原因进行解释，宜采用其他间接检测方法或开挖检测进行分析。

3 如果其他间接检测方法或开挖检测不能解决差异问题，应重新评价 ECDA 方法的可行性。

4.0.9 差异问题解决后，应将每一间接检测管段的结果与预评价结果、历史腐蚀等记录进行比较，如果不一致，宜重新评价 ECDA 方法的可行性、重新划分 ECDA 管段，也可选用其他管道完整性评价技术。

表 4.0.7 间接检测结果的评价等级

检测方法	轻	中	严重
直流电位梯度法 (DCVG)	电位梯度 $IR\%$ 较小，CP 在通/断电时均处于阴极状态	电位梯度 $IR\%$ 中等，CP 在断电时处于中性状态	电位梯度 $IR\%$ 较大，CP 在通/断电状态均处于阳极状态
音频信号检漏法或交流电位梯度法 (ACVG)	低电压降	中等电压降、	高电压降
密间隔电位法 (CIS)	通/断电电位轻微负于阴极保护电位准则	通/断电电位中等偏离并正于阴极保护电位准则	通/断电电位大幅度偏离并正于阴极保护电位准则
交流电流衰减法 (PCM)	单位长度衰减量小	单位长度衰减量中等	单位长度衰减量较大

5 直接检测与评价

5.1 目的和步骤

5.1.1 直接检测的目的是确定间接检测结果中腐蚀活性趋向最严重的点，从而收集数据进行管体腐蚀安全评价。

5.1.2 直接检测的步骤：

- 1 确定开挖顺序及数量，在最可能出现腐蚀活性的区域开挖并收集数据。
- 2 进行土壤腐蚀性测试。
- 3 测试防腐层损伤状况及管体腐蚀缺陷。
- 4 腐蚀管道安全评价。
- 5 原因分析。
- 6 过程评价（间接评价分级准则、开挖顺序的修正）。

5.2 开挖顺序及数量

5.2.1 根据间接检测结果，按表 4.0.7 评价后，按下列类别确定开挖顺序：

- 1 一类：腐蚀可能正在进行的点，正常运行条件下可能对管道构成近期危险。
 - 1) 存在多个相邻“严重”等级的点。
 - 2) 两种以上间接检测和评价均为“严重”等级的点。
 - 3) 初次开展 ECDA 评价时，检测结果不能解释的点或不同间接检测方法测试结果有差异的点。
 - 4) 同时存在“严重”、“中”等级的点，结合历史和经验判断有可能出现严重腐蚀的点。
 - 5) 无法判定腐蚀活性严重程度的点。
- 2 二类：腐蚀可能正在进行的点，正常运行条件下可能不

会对管道构成近期危险。

- 1) 孤立并未被列入一类“严重”等级的点。
- 2) 只存在“中”等级点的集中区域，并以往有腐蚀事故记录。
- 3) 三类：腐蚀活性低的点，正常运行条件下管道发生腐蚀的可能性极低。

- 1) 间接检测判断为“轻”等级的点。
- 2) 未被列入一类、二类的点。

5.2.2 开挖数量的确定。

1 对列入一类的点，原则上应全部开挖检测。如果数量多，可按抽样检查程序，按一定比例抽样开挖，并根据开挖验证的结果处理其他未开挖的点。

2 对列入二类的点，开挖数量按下列情况确定：

- 1) 在同一 ECDA 管段中，对二类点至少选择一处相对重点进行开挖检测。首次开展 ECDA 时，至少选择两处。
- 2) 如果在二类点的开挖检测结果表明腐蚀深度超出管壁原厚度的 20%，并比一类点更严重，那么需要至少增加一处以上的直接开挖检测点。首次应用 ECDA 时，应至少增加两处直接开挖检测点。

3 对列入三类的点，一般不需要开挖检测。

如果间接检测的评价结果均为三类点，可选择一個 ECDA 管段中较为严重的点进行开挖检测。如果首次开展 ECDA 时，至少应选择两处相对严重的点进行开挖。

5.2.3 确定有效性检验的开挖点：为检验本评价方法和结果的有效性，应至少选择一处上次 ECDA 评价点进行开挖直接检测。若首次进行 ECDA 时，应选择两处有效性检验的开挖检测点，一处为二类点（如无二类点，可选择三类点），另一处为任意点。

5.3 直接开挖检测的一般要求

5.3.1 直接开挖检测时，探坑中暴露管段的悬空裸露长度不得小于 1m。当开挖探坑中的管段出现缺陷时，应将缺陷完整暴露或暴露到能够准确判断缺陷的性质和范围为止，其悬空裸露长度应符合管道运行安全要求。

5.3.2 开挖时应保持土层顺序不混乱，检查后应按土层顺序分层回填。

5.3.3 现场采集的土壤、防腐层等样品，均应按有关规定采集、封存、保管。

5.3.4 开挖测量中破坏的防腐层或发现的管体损伤处应按评价结果采取局部修补、整体修补或更换等措施予以维修，其质量标准应不低于管道原有水平。

5.3.5 直接开挖的检测点为原有测试装置时，应确保其完好、可靠，必要时应予以维修。

5.3.6 直接开挖检测的主要内容如下：

- 1 土壤腐蚀性检测。
- 2 防腐层检测。
- 3 管体腐蚀状况检测。
- 4 探坑处管地电位和其他需要检测并记录的项目。

5.4 土壤腐蚀性检测项目及方法

5.4.1 应对每个探坑中的土壤剖面进行分层描述，内容包括土壤颜色、土层干湿度野外观察（分为：干、润、潮、湿、水五级）、土壤质地、土壤松紧度野外观察（分为：疏松、松、稍紧、紧、很紧五级）、植物根系、地下水位，按附录 D 表 D.3.2 填表。

5.4.2 必要时可收集探坑处的土壤样品，送实验室分析。土壤理化性质分析一般包括如下参数：

- 1 土壤电阻率。

- 2 氧化还原电位。
- 3 pH 值。
- 4 含水率。
- 5 土壤容重。
- 6 氯离子。
- 7 硫酸根离子。
- 8 碳酸根离子。
- 9 土壤总含盐量。

土壤采样点、土壤腐蚀性埋片点及土壤腐蚀电流密度测试点应一致，需要时可采集水样进行分析，按附录 D 表 D.3.1 填表。

5.5 防腐（保温）层保护效果检测项目和方法

5.5.1 开挖处应检测并记录防腐层名称、外观、厚度、粘结力、漏点情况。注意防腐层破损处有无粉末状物质，以判断是否存在局部应力腐蚀环境。

5.5.2 防腐层外观检查：表面有无气泡、蚀坑、破损、裂纹、剥离等现象，并切开防腐层，记录其材料和结构。测量防腐层膜下液体的 pH 值。

5.5.3 防腐层厚度检测：采用防腐层测厚仪，根据不同防腐层标准中的厚度要求，按《管道防腐层厚度的无损测量方法（磁性法）》SY/T 0066 的规定，每个调查点应测上、下、左、右 4 个点，以最薄点为准。

5.5.4 电火花检漏检测：根据不同防腐层标准的厚度要求，按《管道防腐层检漏试验方法》SY/T 0063 的要求计算电压，采用电火花检漏仪进行检测。记录漏点数及漏点分布情况。

5.5.5 防腐层粘结力检测：按不同防腐层标准粘结力检查方法的要求，在管道圆周上取 3 个点进行检查。按“无变化”、“减少”、“剥离”三种情况记录。

5.5.6 保温层检查：检查其外观、材质的结构，并用电导仪或保温材料水分测量仪及试纸在管道圆周上、下、左、右 4 点检测

保温材料吸水情况，并用针刺法上、下、左、右 4 点测量保温层厚度，以最薄点为准。

5.5.7 必要时现场收集防腐（保温）层样品，送实验室按相关标准进行防腐（保温）层性能分析。如石油沥青防腐层的软化点、延度、针入度三指标测定；聚乙烯防腐层的熔融指数、断裂伸长度、耐环境应力开裂指标的测定；聚氨酯泡沫塑料保温层吸水率、导热系数等的测定。

5.5.8 应对防腐（保温）层状况进行现场彩色拍照，按附录 D 表 D.3.2 填表。

5.6 管道腐蚀状况的检查项目及方法

5.6.1 清除破损防腐层后，应对管道金属表面的腐蚀产物、金属腐蚀状况进行检测和记录。

5.6.2 外观目检：详细描述金属腐蚀的部位，腐蚀产物分布（均匀、非均匀）、厚度、颜色、结构（分层状、粉状或多孔）、紧实度（松散、紧实、坚硬），并应对现场腐蚀状况进行彩色拍照。

5.6.3 腐蚀产物成分现场初步鉴定：

1 化学法鉴定：取少量腐蚀产物于小试管内，加数滴 10% 的盐酸，若无气泡，表明腐蚀产物为 FeO ；若有气体，但不使湿润的醋酸铅试纸变色，可判为 FeCO_3 ；若产生有臭味气体，并使湿润的醋酸铅试纸变色，则可能为 FeS 。进一步的成分和结构分析，可在现场取样，密封保存后送室内分析。

2 目检法鉴定：根据产物颜色按表 5.6.3 的方法进行初步判别。

5.6.4 清除腐蚀产物后，记录腐蚀形状、位置，参照表 5.6.4 判定腐蚀类型；若均匀腐蚀与点蚀掺杂，可按主要腐蚀倾向予以估计；并对腐蚀的管体进行拍照。

5.6.5 管壁腐蚀坑深和腐蚀面积的测量：

1 对金属管壁腐蚀区域进行管壁金属腐蚀深度测量。首先

清除该区表面腐蚀产物，用附录 B 中探针法或超声波法测量最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 或最大腐蚀坑深。按本标准第 5.8.3 条的要求进行评价。

2 当管体存在大面积腐蚀坑时，除上述测量外，还须按附录 B 第 B.3.2 条方法，以管道最小要求壁厚 $T_{\min}$ [见式 (5.8.4-1)、式 (5.8.4-2)] 为基准，确定腐蚀坑内危险截面，测量危险截面的尺寸，即测定该截面的最大轴向长度 s 和最大环向分布长度 c 。按本标准第 5.8.4 条～第 5.8.5 条的要求进行评价。

表 5.6.3 现场腐蚀产物的成分判别（目检法）

产物颜色	主要成分	产物结构
黑	FeO	—
红棕至黑	Fe ₂ O ₃	六角形结晶
红棕	Fe ₃ O ₄	无定形粉末或糊状
黑棕	FeS	六角形结晶
绿或白	Fe(OH) ₂	六角形或无定形结晶
灰	FeCO ₃	三角形结晶

表 5.6.4 腐蚀面类型特征

类 型	特 征
均匀腐蚀	腐蚀深度较均匀一致，创面较大
点蚀	腐蚀呈坑穴状，散点分布，呈麻面，深度大于孔径
电干扰腐蚀	蚀点边缘清楚，坑面光滑

5.6.6 管壁腐蚀坑深数据的处理：

1 当检测的防腐层破损点没有全部开挖调查或开挖点的腐蚀管道没有全部测量钢管壁厚，那么，测量得到的管壁最大腐蚀损失只能代表该位置、当时的情况。如需反映整体管道的情况，需要对测量数据进行处理。

2 由局部探坑测量数据推算整个管段（或管道）最大腐蚀

坑深:

- 1) 需在局部探坑内测量 10~12 个最大腐蚀坑深,并按附录 C 极值统计方法推算整体管道可能出现的最大腐蚀坑深,计算相应最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 。
- 2) 当上述方法实施有困难时,工程上可用以下方法估计:考虑安全系数,管道可能的最大腐蚀坑深近似取实测最大腐蚀坑深值的两倍,并依此计算 $T_{\min}$ 。按附录 D 表 D.3.2 填表。

5.6.7 可采用其他检测管道最大腐蚀坑深的测试方法。

5.7 阴极保护技术状况检测项目和方法

5.7.1 按《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》SY/T 0023 的规定测量探坑处管地电位。

5.7.2 测量探坑中的其他项目。

5.8 腐蚀管道的安全评价

5.8.1 本标准以全线管道最薄弱危险点部位管壁减薄程度为依据进行评价。管壁减薄程度是综合反映管道腐蚀与防护的各种单项因素对管道安全性的影响,所以评价结果是对外腐蚀导致安全状况的整体评价。

5.8.2 管壁减薄程度采用三步评价方法,分别为最小剩余壁厚评价、危险截面评价和残余强度评价。凡前一步已经给出明确结论的,无需进行下一步评价。该评价方法只适用于体积型腐蚀缺陷,不适用于裂纹缺陷的评价。

5.8.3 最小剩余壁厚评价:

- 1 当最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 超过 $0.9 \times$ 壁厚 T_0 , 可以继续使用。
- 2 当最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 不超过 $0.2 \times$ 壁厚 T_0 或 $T_{\min}$ 不超过 2mm, 必须立即更换。
- 3 其余条件进行第二步评价,对单纯点蚀,无腐蚀面积时,可以跳过第二步,直接进行第三步评价。

5.8.4 危险截面评价:

1 计算以下相关参数:

1) 管道最小安全壁厚 $T_{\min}$ 见式 (5.8.4-1):

$$T_{\min} = \frac{pD}{2F \cdot \varphi \cdot \sigma \cdot t} \quad (5.8.4-1)$$

式中 p ——管道运行压力 (MPa);

D ——管道外径 (mm);

F ——设计系数, 对输气管线按《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 中表 4.2.3、表 4.2.4 选取;
对输油管线按《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003 中第 5.2.1 条选取, 一般取 0.72;

φ ——焊接系数, 输油管线按 GB 50253—2003 中表 5.2.1 选取; 输气管线按 GB 50251—2003 中第 5.2.2 条选取, 一般情况下取 1;

σ ——管材最低屈服强度 (MPa);

t ——温度折减系数, 当温度小于 120℃ 时, t 值取 1.0。

如果粗略计算将 F , φ 可取作 1, 得到简化公式 [式 (5.8.4-2)]:

$$T_{\min} = \frac{pD}{2\sigma} \quad (5.8.4-2)$$

2) 剩余厚度比 R_t 见式 (5.8.4-3):

$$R_t = T_{\min} / T_{\min} \quad (5.8.4-3)$$

式中 $T_{\min}$ ——管道最小剩余壁厚 (mm)。

3) 轴向长度参数 λ 见式 (5.8.4-4):

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D_i T_{\min}}} \quad (5.8.4-4)$$

式中 D_i ——管道内径 (mm);

s ——危险截面最大轴向长度 (mm)。

4) 环向长度参数 ξ 见式 (5.8.4-5):

$$\xi = c/D_i \quad (5.8.4-5)$$

式中 c ——危险截面最大环向长度 (mm)。

2 危险截面评价:

- 1) 当 $R_t > 1$ 时, 可以继续使用。
- 2) 当 $R_t < 0.5$, 或者 $R_t = 0.5 \sim 0.9$, 但按表 5.8.4 判定危险截面轴向参数 λ 或环向参数 ξ 中只要有一项超标, 判为不可接受, 应降压使用或计划维修。
- 3) 除上述情况外, 进行第三步评价。

表 5.8.4 危险截面尺寸的超标标准

项 目	R_t 值								
	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.5	0.4
$\lambda, >$	20	5	2	1.75	1.5	1.25	1	0.75	0.6
$\xi, >$	—			3.1	1.25	0.90	0.75	0.6	0.48

注: 对在表中两个 R_t 值之间值, 按两端数据, 用插值法计算。

5.8.5 管道剩余强度评价:

1 管道剩余强度因子 RSF 定义为缺陷管道的剩余强度与无缺陷管道剩余强度之比, RSF 计算公式见式 (5.8.5-1)、式 (5.8.5-2):

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)} \quad (5.8.5-1)$$

$$M_t = (1 + 0.48\lambda^2)^{0.5} \quad (5.8.5-2)$$

2 管道剩余强度评价。

按以下要求进行评价:

- 1) 当 RSF 不低于 0.9 时, 监控。
- 2) 当 RSF 为 $0.5 < 0.9$ 时, 必须降压使用。

使用压力 = (原运行压力) × (RSF/0.9)

3) 当RSF低于0.5或管道不可降压时,该缺陷不可接受,需要计划维修。

5.8.6 评价结果及维护处理建议:上述评价过程和相应的维护处理建议汇总见表5.8.6。

表 5.8.6 评价过程汇总表

评价方法		评价等级						
		I	II A	II B	III	IV A	IV B	V
1	剩余壁厚评价	$T_{mm} > 0.9T_0$	$T_{mm}/T_0 = 0.9 \sim 0.2$					$T_{mm} \leq 0.2T_0$ 或 $T_{mm} \leq 2mm$
2	危险截面评价	/	$T_{mm} > T_{min}$	—			$T_{mm} < 0.5T_{min}$ 或 危险截面超标	/
3	剩余强度评价	/	/	$RSF \geq 0.9$	$RSF = 0.5 \sim 0.9$	$RSF < 0.5$	/	/
处理建议		继续使用	监控		降压使用	计划维修		立即维修

对各种评价结果的维护处理建议:

I级: 腐蚀很小, 不需要维修, 可以继续使用。

II级: 腐蚀不严重, 尚能使用, 但最好加强监测, 安排中长期维修计划 (其中II A为壁厚不达标, II B为强度不达标)。

III级: 腐蚀较严重, 必须降低运行压力, 方可确保安全, 同样需加强监测。

IV级: 腐蚀严重, 需要尽快安排维修 (其中IV A为强度不达标、IV B为危险截面尺寸超标)。

V级: 腐蚀很严重, 需要立即维修或更换。

5.8.7 本节提出的评价方法适合于现场快速评价, 也可按其他管道剩余强度标准评价方法进行更详细的评价。

5.9 原因分析

5.9.1 根据本章评价结果，分析造成管道外腐蚀的主要原因，将分析结论填入附件 D 中 D.3.2。针对主要原因采取相应的维护措施。如果发现不适应于 ECDA 评价的原因（如防腐层剥离造成的屏蔽或生物腐蚀等），那么运行方应考虑采用其他评价管段完整性的方法。

5.9.2 所有按 5.8 节评价的“立即维修”点应在直接检查期间维修。“计划维修”的点应在下次评价之前，制定维修计划尽快维修。

5.10 间接评价分级准则、开挖顺序的修正

5.10.1 根据直接开挖检测评价结果及原因分析，应修正本标准第 4.0.7 条间接评价的“严重”、“中”等级的分级准则：

1 如果开挖评价结果比间接评价的结果轻，应按开挖评价结果修正该评估管段的评价分级准则、开挖点的顺序（本标准第 5.2.1 条）和数量。首次开展 ECDA 时，不降低分级准则、开挖点的顺序和数量。

2 如果开挖评价结果比间接评价的结果严重，应按开挖评价结果修正该评估管段的评价分级准则，并重排开挖点顺序（本标准第 5.2.1 条）和数量。

3 如果直接检测结果比间接检测结果更严重的话，应按开挖评价结果将该点归到更严重等级，作为优先开挖点。

通过上述不断修正，使间接检测准则与直接检测结果接近。

6 后 评 价

6.1 目的及步骤

6.1.1 后评价的目的是明确再评价时间间隔和评价 ECDA 过程的整体有效性。

6.1.2 后评价步骤包括：

- 1 再评价时间间隔的确定。
- 2 ECDA 有效性评价。
- 3 反馈。

6.1.3 确定再评价时间间隔的条件为：

- 1 “立即维修”处必须在直接检查期间维修。
- 2 “计划维修”处应在再评价时间间隔内维修。
- 3 按附录 A 的方法证明“监控”处的腐蚀应没有明显增长。

6.2 再评价时间间隔的确定

6.2.1 再评价时间间隔是动态、可变的。它代表上次调查维修后管道所残留的最大腐蚀缺陷发展到影响管道安全的危险缺陷所需的时间。再评价是新一轮检测和评价活动。

6.2.2 再评价时间间隔是开展下一轮评价的最低时间要求，一般不宜超过此时间间隔的要求。

6.2.3 新建管道投产后两年内应开展一次预评价的相关资料调查，作为管道投产初期的基础资料。

6.2.4 管道运行 10~15 年内应开展首次 ECDA 评价（腐蚀严重的管线可相应缩短首次调查时间），以后进入定期再评价阶段。

6.2.5 不同管段可有不同的腐蚀发展速率和再评价时间间隔。可根据前次调查发现的腐蚀程度、维修程度以及腐蚀发展速度估

算再评价时间间隔。如果检测中未发现腐蚀缺陷，再评价时间间隔可取新管线的首次调查时间间隔，即 10~15 年。

6.2.6 剩余寿命估算公式见式 (6.2.6-1) ~ 式 (6.2.6-3)：

$$RL = C \cdot SM \cdot \frac{t}{GR} \quad (6.2.6-1)$$

$$\text{失效压力比 (量纲 1)} = \text{计算失效压力} \div \text{屈服压力} \quad (6.2.6-2)$$

$$\text{最大操作压力比 (量纲 1)} = \text{最大操作压力} \div \text{屈服压力} \quad (6.2.6-3)$$

式中 RL ——剩余寿命 (年)；

C ——校正系数，取 0.85 (量纲 1)；

SM ——安全裕量，等于失效压力比减去最大操作压力 (MAOP) 比 (量纲 1)；

t ——管道公称壁厚 (mm)；

GR ——腐蚀速率 (mm/年)。

6.2.7 再评价时间间隔：

1 根据剩余寿命的近似估算：根据式 (6.2.6-1) 计算的剩余寿命 RL 值，最大再评价时间间隔应取剩余寿命的一半。不同 ECDA 管段可有不同的再评价时间间隔。

2 根据腐蚀速率的计算见式 (6.2.7)。

$$\text{再评价时间间隔 (年)} = (T_{\text{mm}} - T_{\text{min}}) / GR \quad (6.2.7)$$

式中 T_{mm} ——上次调查维修后，按本标准第 5.6.5 条~第 5.6.6 条确定的被评价管段的最小剩余壁厚 (mm)；

T_{min} ——最小安全壁厚 (mm)；

GR ——腐蚀速率 (mm/年)。

6.2.8 腐蚀速率 (GR) 应根据合理的工程分析，具体可采用以下几种方法确定：

1 通过一定时间间隔实际测量被评价管段的管道最大腐蚀

坑深（如本标准第 5.6.5 条的方法），计算实际腐蚀速率。注意估算首次发生腐蚀的时间。

2 缺乏被评价管道的实际腐蚀速率时，可按《埋地钢质检查片腐蚀速率测试方法》SY/T 0029—98 估算被评价管道的外壁腐蚀速率。

3 缺乏被评价管道的实际腐蚀速率时，可参考采用相同管材、相近腐蚀环境的管道腐蚀速率数据。

4 缺乏被评价管道的实际腐蚀速率时，推荐按 0.4mm/年的点蚀速度作为被评价管道的外壁腐蚀速率。

6.3 ECDA 有效性评价

6.3.1 ECDA 评价是一个不断提高管道安全程度的连续过程，应对评价过程有效性、评价方法有效性进行评价。最终对管道因外腐蚀造成的安全状况作出整体评价及改进。

6.3.2 按本标准第 5.2.3 条的要求选择直接检测开挖点，确认 ECDA 过程的有效性。如果发现比 ECDA 过程中的评价结果更严重（即再评价时间间隔比 ECDA 过程中确定的更小），则应重新评价或采用其他管段完整性评价方法。

6.3.3 应采用以下方法评价 ECDA 过程的长期有效性。

1 跟踪 ECDA 过程中分级和重排优先次序的数目。

再分级和重排优先次序的指示所占百分数较大时，表明建立的准则可能不可靠。

2 跟踪 ECDA 的应用过程。

如潜在问题调查的开挖数量增加表明需要进行加密腐蚀监测；多次间接检测的管道总公里数增加表明需要进行加密腐蚀监测；有效的间接检测方法在管线上使用长度的增加表明 ECDA 应用更有针对性。

3 跟踪 ECDA 的应用结果。

按本标准第 5.8 节评价得出的“立即维修”和“计划维修”点的出现频率减小表明整个管网的腐蚀管理水平在提高。

按附录 A 监测腐蚀泄漏点和阴极保护异常点，其出现的频率减少，则表明管道腐蚀管理有效性提高。

直接检查时发现管道外壁腐蚀严重性降低，表明腐蚀对管道结构完整性的影响降低。

4 在本次直接评价后至在下次再评价前，管道未发生因外腐蚀造成的泄漏和破裂，则证明该评价管段腐蚀安全的完整性满足要求。

6.3.4 如果在下次开展的 ECDA 评价中发现管道腐蚀状态没有改善，宜重新评价应用本评价方法的有效性，或考虑采用其他的评价管道腐蚀完整性方法。

6.4 反 馈

6.4.1 每次 ECDA 评价后，应及时归纳反馈评价中的相关数据和信息，完善本评价方法，反馈的主要内容有：

- 1 对间接检测结果的确认和分类（本标准第 4.0.6 条～第 4.0.7 条）。
- 2 直接检查中收集的数据（本标准第 5.4 节～第 5.7 节）。
- 3 安全评价、维护方案、原因分析（本标准第 5.8 节～第 5.9 节）。
- 4 间接评价分级准则、开挖顺序的修正（本标准第 5.10 节）。
- 5 确定过程有效性的直接检查（本标准第 6.3.2 条）。
- 6 评价长期有效性的准则（本标准第 6.3.3 条）
- 7 监测和周期性再评价的安排。

7 单项评价指标

7.1 环境腐蚀性评价

7.1.1 土壤腐蚀性评价。推荐采用原位极化法及试片失重法测定土壤腐蚀性，并按表 7.1.1 进行评价；也可采用行业级以上标准所规定的其他土壤腐蚀性测试方法及相应的评价指标。

表 7.1.1 土壤腐蚀性评价指标

指 标	极轻	较轻	轻	中	重
电流密度（原位极化法） ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	<0.1	$0.1\sim<3$	$3\sim<6$	$6\sim<9$	≥ 9
平均腐蚀速率（试片失重法） [$\text{g}/(\text{dm}^2\cdot\text{年})$]	<1	$1\sim<3$	$3\sim<5$	$5\sim<7$	≥ 7

7.1.2 交直流干扰腐蚀评价。

1 处于直流电气化铁路、阴极保护系统及其他直流干扰源附近的管道，应进行干扰源侧和管道侧两方面的调查测试。当管道任意点上的管地电位较自然电位偏移 20mV 或管道附近土壤电位梯度大于 0.5mV/m 时，确认为直流干扰。

2 管道直流干扰程度一般用管地电位较自然电位正向偏移值做为指标，按表 7.1.2-1 所列指标判定；当管地电位较自然电位正向偏移值难以测取时，可采用土壤电位梯度做为指标，按表 7.1.2-2 所列指标判定杂散电流强弱程度。

表 7.1.2-1 直流干扰程度的判断指标

直流干扰程度	弱	中	强
管地电位正向偏移值 (mV)	<20	$20\sim<200$	≥ 200

表 7.1.2-2 杂散电流强弱程度的判断指标

杂散电流强弱程度	弱	中	强
土壤电位梯度 (mV/m)	<0.5	0.5~<5	≥5

3 交流干扰程度判断：用交流干扰电位按表 7.1.2-3 中的指标进行埋地管道交流杂散电流严重性的评价。

表 7.1.2-3 埋地钢质管道交流干扰判断指标

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

7.1.3 土壤细菌腐蚀评价指标按表 7.1.3 进行评价。

表 7.1.3 土壤细菌腐蚀评价指标

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

7.2 金属腐蚀性评价

7.2.1 金属腐蚀性评价：按表 7.2.1 的要求进行金属腐蚀速度评价。

表 7.2.1 金属腐蚀性评价指标

项 目	轻	中	重	严重
最大点蚀速度 (mm/年)	<0.305	0.305~<0.611	0.611~<2.438	≥2.438

7.3 防腐层保护效果评价

7.3.1 开挖检测处的防腐层状况评价应符合表 7.3.1 的要求。

表 7.3.1 防腐层状况评价指标

项 目	优	中	差
外观	颜色光泽无变化	颜色光泽有变化	出现麻点、鼓泡、裂纹
厚度	无变化	稍有改变	严重改变
粘结力	无变化	减小	剥落
针孔 (个/m ²)	无变化	<n	—

注：1 土壤、水介质， $n=1$ 。

2 评价时，宜主要考虑粘结力、针孔的严重程度进行评价。

7.4 阴极保护效果评价

7.4.1 阴极保护评价：阴极保护效果应达到下列任意一项或全部指标：

1 在施加阴极保护时，测得的管道/电解质电位达到 -850mV 或更负（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 IR 降的影响，以便对测量结果做出准确的评价。确定 IR 降影响的常用方法如下：

- 测量或计算 IR 降；
- 调查阴极保护系统的运行记录；
- 评价管道及其环境的自然特性和电性能；
- 确定是否存在腐蚀的实际证据。

2 管道/电解质极化电位达到 -850mV 或更负（相对 CSE）。

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

7.5 交直流排流保护效果评价

7.5.1 直流排流保护效果的评价应符合《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017—2006 第 6 章的规定。

1 排流保护设施安装完成后，应立即投入试运行。在运行

稳定后，进行排流保护效果评定测试。一般情况下，排流保护后应达到如下要求：

- 1) 对于保护系统中的管道（包括共同防护构筑物）管地电位应分布均匀，其任意点上的管地电位，应达到阴极保护电位标准或者达到或接近未受干扰时的状态。
- 2) 对于保护系统中的管道（包括共同防护构筑物），管地电位的负向偏移应尽可能不超过所采用防腐层的阴极剥离电位。
- 3) 对保护系统以外的埋地管道或金属构筑物的干扰应尽可能小。

2 如果评定测试的结果未能满足上述要求，则需通过正电位平均值比进行排流保护效果的进一步评定。

- 1) 正电位平均值比按式（7.5.1）计算：

$$\eta_v = \frac{V_1(+) - V_2(+)}{V_1(+)} \times 100\% \quad (7.5.1)$$

式中 η_v ——正电位平均值比；

$V_1(+)$ ——排流前正电位平均值，V；

$V_2(+)$ ——排流后正电位平均值，V。

$V_1(+)$ ， $V_2(+)$ 的计算方法见 SY/T 0017—2006 附录 A。

- 2) 排流保护效果评定指标见表 7.5.1。

表 7.5.1 排流保护效果指标

排流方式	干扰时管地电位 (V)	正电位平均值比 η_v (%)
直接向干扰源排流 (直接、极性、强制排流方式)	$> +10$	>95
	$+10 \sim +5$	>90
	$< +5$	>85
间接向干扰源排流 (接地排流方式)	$> +10$	>90
	$+10 \sim +5$	>85
	$< +5$	>80

7.5.2 交流排流保护效果评价应符合表 7.5.2 的规定。

表 7.5.2 交流排流保护效果评价

土壤类别	酸性	中性	碱性
排流后电位 (V)	<6	<8	<10

8 ECDA 记录和报告

8.0.1 预评价、间接检测与评价、直接检测与评价、后评价应提交检测、评价报告。

8.0.2 预评价报告内容应包括：

- 1 按本标准 3.1 节收集的资料和数据。
- 2 每个 ECDA 管段的特点及范围。
- 3 每个 ECDA 管段选用的间接检测方法和可行性。

8.0.3 间接检测与评价报告内容应包括：

- 1 每个 ECDA 管段起始点和终点位置、固定参考点位置。
- 2 检测时间和天气状况。
- 3 间接检测数据，检出防腐层漏点、腐蚀活性点等位置及误差。
- 4 间接评价指标。

8.0.4 直接检测与评价报告内容应包括：

- 1 直接检测开挖点确定的准则和位置。
- 2 开挖检测原始数据表，特别是开挖点的管道腐蚀检测数据、估算管道腐蚀发展速率的数据等，同时包括土壤、防腐层、阴极保护等检测数据。
- 3 管道最小壁厚安全等管道剩余强度的评价结果。
- 4 腐蚀原因分析。
- 5 管道腐蚀维护建议方案、措施。

8.0.5 后评价的报告内容应包括：

- 1 管道最小剩余壁厚 ($T_{\min}$) 值。
- 2 腐蚀发展速率。
- 3 再评价时间间隔的确定结果、方法。
- 4 ECDA 评价结果及其方法的有效性的评价结论。

5 对 ECDA 每个步骤准则的修订结果。

附录 A 日常管理调查

A.1 方法概述

A.1.1 日常管理调查是对管道外壁腐蚀与防护状况进行日常性监测、检测，为管道防腐蚀日常生产管理和管理的有效性提供依据。

A.2 日常管理调查的内容及要求

A.2.1 日常管理调查主要以阴极保护有效性监控及事故记录为主，具体调查项目及周期见表A.2.1-1，必要时可结合少量探

表 A.2.1-1 日常管理调查项目、周期

项目	内 容	周 期	方 法	备 注
阴 极 保 护 有 效 性 监 控	通电点电位，仪器输出电流、电位	每日一次		填表 D.4.1 或 D.4.2
	管道保护电位（包括排流）	每月一次	SY/T 0023	填表 D.4.1 或 D.4.2 给出曲线
	管道自然电位	每年一次	SY/T 0023	填表 D.4.1 或表 D.4.2，绘出曲线
	交、直流排流保护运行调整	每年一次	SY/T 0032 SY/T 0017	填表 D.4.3
	交、直流排流干扰调查（只测电位）	每年一次	SY/T 0032 SY/T 0017	填表 D.4.3，全线测试
	保护度分析	每年一次	SY/T 0029	填表 D.4.1 或表 D.4.2，现场试片失重法
	运行率分析	每月小计、 每年总计		填表 D.4.1 或表 D.4.2，采用自动计时
	保护率分析	每月一次		填表 D.4.1 或表 D.4.2
	保护电流密度计算	每月一次		
运行 事故 及资料	腐蚀事故及维修资料	发生时记录、 年总结		填表 D.4.4、表 D.4.5
	阴极保护系统事故	月累计、年 总结		指失去阴极保护 2h 以上 的事故

坑检查，对事故点进行调查。管理部门根据条件也可自行调整调查项目及周期，但不应低于表 A. 2. 1 - 1 的要求。为保证阴极保护系统正常运行，其运行系统检测应符合表 A. 2. 1 - 2 的要求。每年应对管道腐蚀与防护运行情况及数据进行汇总、分析、总结。

表 A. 2. 1 - 2 管道外壁阴极保护和排流系统设施运行监护

项目	调查内容	周期	方法	备注
强制 电流 系统	恒电位仪巡检	每日一次		无人站每月一次
	恒电位仪维护	每日一次		无人站每季一次
	自动控制用参比电极	每日一次		进行检修
	绝缘法兰、绝缘接头等检查	每年一次	SY/T 0516	
	阳极接地电阻测试	每季一次	SY/T 0023	
牺牲 阳极 系统	输出电流、阳极开路电位， 阳极接地电阻	每季一次	SY/T 0023	
	阳极系统检查	每年一次		
排流保 护系统	排流设施巡检	每月一次		

A. 2. 2 埋地钢质管道外壁防腐层的日常管理应与本标准第 4 章中的防腐层地面检测和评价工作相结合。

附录 B 管道腐蚀深度和腐蚀面积的测量方法

B.1 方法概述

B.1.1 本方法提供了在开挖暴露金属管体条件下,采用超声波法、探针法测量管道壁厚损失量,获得管道壁厚最大坑深或最小剩余壁厚数据,供管道安全性评价使用。

B.2 仪器及要求

B.2.1 超声波法:

1 超声波探伤仪应符合《无缝钢管超声波探伤检验方法》GB/T 5777—1996 的有关要求。

2 管壁厚度变化均匀 ($\leq 0.4\text{mm}$),可直接采用超声波测厚仪进行测量。

3 管壁厚度变化不均匀 ($> 0.4\text{mm}$),应先用超声波探伤仪连续扫查,确定管壁最薄处的面积区域,然后再用超声波测厚仪进行测量。

4 超声波探伤仪技术规格:频率不低于 5MHz ,采用纵波直探头(当壁厚超过 20mm 时,选用斜探头),利用阶梯试板定标。

5 测厚仪数据异常时,如无读数(往往由于管内壁产生大量凹凸坑造成)、读数异常高(由于残余壁厚小于数毫米造成)、读数异常低(由于管壁内含有夹层、裂纹等造成),应当采用超声波探伤仪判断异常原因,并获得正确读数。

必须注意:超声波测量前要求被测金属表面基本平滑,无杂物。测量时在探头和金属表面间涂敷声阻抗大的耦合剂,减少声波泄漏损失,并施加适当压力。每个测试位置尽量在互相垂直方向各测一次。探头应根据管径大小和温度条件选择。

超声波法测到的是剩余壁厚，已经包括管道外壁和内壁的损失。

B.2.2 探针法：

1 设备：带尾针游标卡尺（精度 0.1mm）或千分表（精度 0.01mm）或专用探针。

2 方法：

1) 清除被测金属表面异物，用探针（或卡尺、千分表的尾针）探测坑底部。测量坑边缘到坑最深底部的深度。

2) 最大腐蚀坑深按以下方法计算：

如果坑边缘为金属未腐蚀区：

腐蚀坑深值 = 测量值

如果坑边缘也受腐蚀：

腐蚀坑深值 = 测量值 + 坑边缘腐蚀深度

3) 可将与管外径同弧度的支架置于原管道上作基准，以消除坑边缘腐蚀的影响。

最小剩余壁厚 $T_{\min}$ = 原始管道壁厚 T_0 (或公称壁厚) - 最大腐蚀坑深

3 本方法只能测定暴露金属外表面坑深，对管内壁缺陷无效。

B.3 测量内容和方法

B.3.1 腐蚀坑深测量：

1 在开挖坑内，清除管道外已破损防腐层，暴露金属管体，记录腐蚀外观，包括腐蚀形状和面积、腐蚀产物颜色，质地和厚度（必要时取样），并用彩色照片记录保存。

2 选择最严重区域作为管道壁厚损失测量区，用探针法或超声波法测量最大腐蚀坑深或最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 。为避免偶然误差，同一位置应重复读数 3~5 次。

3 当存在多个腐蚀坑点，难以确定最大坑深时，可依此测量一系列较大腐蚀坑，记录其坑深数据。取其最大值为最大坑深值，或根据最大的 10~12 个坑深数据，可用极值统计法推算其

最大可能值（见附录 C）。

B.3.2 危险截面测量：

1 管体存在大面积腐蚀时，影响其运行安全性的不仅是单个的坑深，还必须考虑腐蚀面积的作用。

2 危险截面是腐蚀区内可能影响管道安全的面积区域（见图 B.3.2-1），该区域的管道剩余壁厚已经小于或等于管道最小安全壁厚，最小安全壁厚计算公式见本标准第 5 章式（5.8.4-1）。

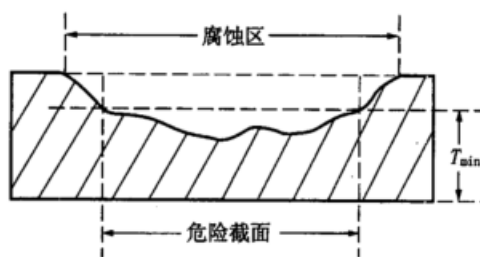


图 B.3.2-1 危险截面示意图

3 危险截面可采用在腐蚀区内打方格测量来确定，格间距 5~20mm（视腐蚀区面积决定），在每个交点测量坑深或壁厚。插值估计处于壁厚最小要求值的位置，将这些位置点连接（等高线），就构成危险截面形状（见图 B.3.2-2 的测量示例图）。其大小用最大轴向和环向长度表示。

4 最大轴向长度 s ：测量危险截面沿管道轴向的最大长度，误差不超过 1mm。当存在多个危险截面，并且相邻截面轴向间隔距离小于 25mm 时，应视为同一缺陷，最大长度为相邻截面轴向长度和间距长度之和。

5 最大环向长度 c ：首先测量危险截面沿管道环向最大弧度长度，误差不超过 1mm。当存在多个危险截面，并且相邻截面环向间隔距离小于 6 倍壁厚时，视为同一缺陷。当最大长度小于 25mm 时，应视为同一缺陷，最大长度为相邻截面环向长度

和间距长度之和。最大环向长度 c 是测量值在管内壁投影长度。
可按下式换算：

$$\text{最大环向长度} = \text{测量长度} \times (\text{管道内径} / \text{管道外径})$$

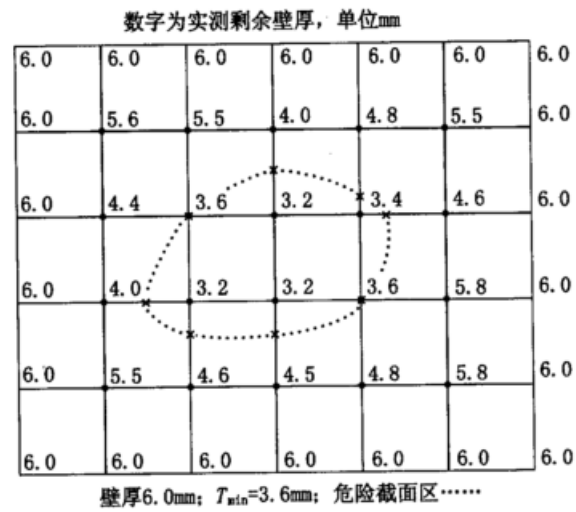


图 B. 3. 2-2 确定危险截面的方法

附录 C 极值统计预测最大壁厚损失

C.1 方法概述

C.1.1 应用极值统计中二重指数分布公式,根据局部管段的测量数据来预测整体管段的最大腐蚀坑深值。

C.2 极值预测计算及方法

C.2.1 极大值数据分布公式:极大值数据常见分布形式为二重指数分布。其数据累积分布函数 $F(x)$ 数学表达式见式 (C.2.1):

$$F(x) = \exp\left\{-\exp\left[-\frac{(x-\lambda)}{\alpha}\right]\right\} \quad (\text{C.2.1})$$

式中 λ ——数据分布的位置函数;

α ——数据分布的尺度函数。

C.2.2 数据累积分布函数的计算:将 N 个在同样条件下测得的最大腐蚀坑深数据,由小到大排成序列。标出序号 i 和相应坑深数值 x_i 。按平均排列法,累积分布函数的计算公式为式 (C.2.2):

$$F(x_i) = \frac{i}{(N+1)} \quad (\text{C.2.2})$$

C.2.3 Gumbel 概率纸:为避免繁琐计算,设计了专用的 Gumbel 概率纸 (图 C.2.3)。该纸横坐标为线性刻度,纵坐标为累积分布函数 $F(x)$ 值 (二重指数值)。将实际得到的最大腐蚀坑深数据 x_i 排列后,按式 (C.2.2) 计算相应 $F(x_i)$ 值。这些数据点在 Gumbel 概率纸上应当成线性关系。

如果数据不成线性,表明不符合二重指数分布。其原因可能

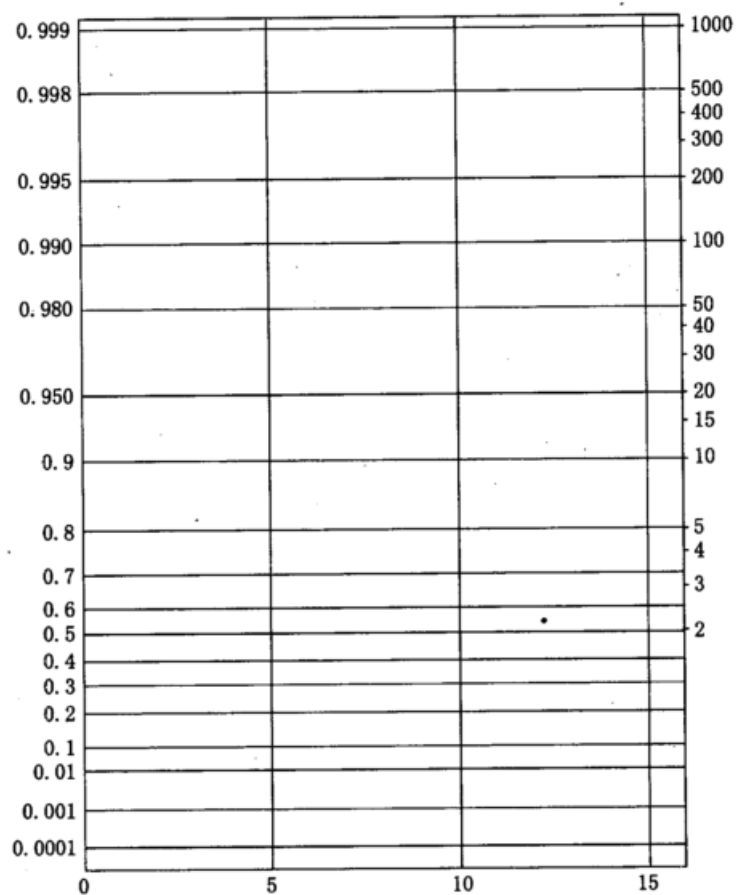


图 C. 2. 3 Gumbel 概率纸

为测量问题，也可能为样本选择的问题。应先排除这些问题，方可继续用本方法处理。

C. 2. 4 预测方法：用小样本数据预测大样本极值时，即用少量测试数据预测整体管段（管道）的最大腐蚀坑深，需考虑放大倍率，数学上称为回归期 T ，计算式为式（C. 2. 4）：

$$T(x_i) = \frac{1}{1 - F(x_i)} \quad (\text{C. 2. 4})$$

将 T 值也绘到 Gumbel 概率纸上，作为右侧纵坐标。

预测时，只要将测量数据拟合的直线向外延伸到实际所需的 T 值位置，交点横坐标即代表放大样本后最大可能值。

C. 2. 5 实际放大倍率计算：

方法一：假如某危险管段总长 M 公里，实际开挖区（测量壁厚的管段）长 m 公里，那么根据实测最大腐蚀坑深预测整个危险管段可能存在的最大腐蚀坑深时，放大倍率应为：

$$T = M/m$$

方法二：根据间接检测，发现漏点 M 个，实际开挖测量壁厚的漏点为 m 个，那么预测所需的放大倍率为：

$$T = M/m$$

附录 D 各种记录表格

D.1 预评价表格

D.1.1 预评价管道原始特性表格式见表 D.1.1。

D.1.1 预评价管道原始特性表 (格式)

调查日期:

管理部门:

调查人:

管段名称	管段长度	材质	管径 (mm)	壁厚 (mm)	成管类别 ^a	连接方式	厂家及制造日期	腐蚀裕量

^a成管类别: 指螺旋焊接管、直缝管、无缝管等类别。

D.1.2 预评价管道施工概况表格式见表 D.1.2。

D.1.2 预评价管道施工概况表 (格式)

调查日期:

管理部门:

调查人:

管段名称	管段长度	投产日期	弯管方式	埋深 (m)	试压情况 ^a

^a试压情况: 应注明介质、压力和结果。

D.1.3 预评价管道运行参数表格式见表 D.1.3。

D.1.3 预评价管道运行参数表（格式）

调查日期：

管理部门：

调查人：

管段名称	管段长度	输送介质	设计压力 (MPa)	运行压力范围 (MPa)	设计输量 (t/年)	运行输量 (t/年)	运行温度 (°C)	流速 (m/s)	管道运行起停次数

D.1.4 预评价防腐（保温）层概况表格式见表 D.1.4。

D.1.4 预评价防腐（保温）层概况表（格式）

调查日期：

管理部门：

调查人：

管段名称	管段长度	种类	结构	厚度 (mm)	针孔数量 ^a (个/m ²)	补口			防腐层绝缘电阻设计值 (Ω·m ²)
						材料	结构及厚度 (mm)	施工工艺	

^a指下沟前的检漏情况，也可附上检漏报告。

D.1.5 预评价阴极保护系统概况表格式见表 D.1.5。

D.1.6 预评价管道外壁阴极保护度测量调查表格式见表 D.1.6。

D.1.7 预评价交直流干扰（排流前、后）电位测量调查表格式见表 D.1.7。

D.1.8 预评价管道纵（横）向电位分布测量调查表格式见表 D.1.8。

D.1.9 预评价环境概况表格式见表 D.1.9。

D.1.5 预评价阴极保护系统概况表 (格式)

调查日期:
管理部门:
调查人:

阴极保护及排流设施名称	管段名称	管段长度(km)	保护站数量 ^a (座)	每站设备总数 ^b (台/站)	电源设备型号 ^c	控制电位 ^d	单电源输出电流 ^e (A)	输出总电流 ^f (A)	辅助阳极床数 ^g	阳极结构 ^h	阳极接地电阻 ⁱ	阳极埋设方式 ^j	保护系统投运时间
强制电流													
牺牲阳极													
直流干扰													

^a保护站数量：牺牲阳极时，填阳极组数；排流保护时，填排流站数。
^b每站电源设备总数：强制电流时填整流器台数，牺牲阳极时填阳极总支数，排流时填写装置总数。
^c电源设备型号：整流器型号，牺牲阳极保护时为阳极种类型号，排流保护时填写排流种类及型号。
^d控制电位：强制电流时填写汇流点电位，牺牲阳极时填写闭路电位，排流保护时填写排流点管地电位。
^e单电源输出电流：强制电流时为单机输出电流，牺牲阳极保护时填写每组单支输出电流，排流保护时填写排流量。
^f输出总电流：排流时填写全线排流量。
^g辅助阳极床数：强制电流和排流保护所用的辅助阳极床数。
^h阳极结构：强制电流、排流保护、牺牲阳极均填写阳极材料及填充料结构。
ⁱ阳极接地电阻：单支及单组接地电阻。
^j阳极埋设方式：注明为立式、卧式或深井阳极。

D.1.6 预评价管道外壁阴极保护度测量调查表 (格式)

管道名称:
检测日期:

总长度 (km):
起止地点:

检测人:

序号	试片组号	试片编号	每组片数	埋设位置	埋深 (m)	埋片时间	取片时间	阴极保护方式	试片尺寸 (mm)	试片腐蚀					保护度 (%)	腐蚀产物		备注
										原重 (g)	取片重 (g)	失量 (g)	类型	最大坑深 (mm)		颜色	厚度 (mm)	

注: 试片尺寸: 长×宽×高。

D.1.7 预评价交直流干扰 (排流前、后) 电位测量调查表 (格式)

管道名称:
参比电极:
检测时间:
干扰源负荷状况:

起止地点:
使用仪表:
测试时长:
检测人:

排流类型:
排流状况:
干扰类型:

序号	测点编号	电位一般特征值			正电位特征值			
		电位最大值 (V)	电位最小值 (V)	电位平均值 (V)	正电位频次比 (%)	正电位平均值 (V)	正电位平均幅值 (V)	正电位平均值比 (%)

D.1.8 预评价管道纵（横）向电位分布测量调查表（格式）

管道名称： 起止地点： 参比电极：
 电极间距（m）： 使用仪器： 检测时间：
 检测人： 测试时长：

序号	测点 编号	测量 位置	平行管道方向电位梯度 (mV/m)			垂直管道方向电位梯度 (mV/m)		
			最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值

D.1.9 预评价环境概况表（格式）

调查日期： 管理部门： 调查人：

管段名称	管段长度	年均温 (℃)	年雨量 (mm)	气候 类型 ^a	土壤电 阻率 ^b	地形 ^c	土壤 类型 ^d	植被	电干 扰 ^e	人口 密度	与周围 建、构 筑物的 安全 距离

^a指风力大小、风向、年最高及最低温度等。

^b指设计取值。

^c指地貌类型、部位、坡度、坡型等。

^d指粘土、砂土等，反映土壤的渗透性。

^e指有无干扰。

D.1.10 预评价土壤腐蚀电流密度及埋片腐蚀速度调查表格式
 见表 D.1.10。

D.1.11 预评价附属设施表格式见表 D.1.11。

D.1.10 预评价土壤腐蚀电流密度及埋片腐蚀速度调查表 (格式)

管道名称：
使用仪器：
测试人员：
总长度 (km)：
起止地点：
测试时间：

序号	测点位置	测点编号	试片编号	测点试片数	试片尺寸 (mm)	腐蚀电流密度 ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	埋片时间	取片时间	试片原重 (g)	取片重 (g)	失重 (g)	最大坑深 (mm)	平均腐蚀速率 [$\text{g}/(\text{dm}^2 \cdot \text{年})$]	腐蚀产物		备注
														颜色	厚度 (mm)	

注：试片尺寸：长×宽×高。

D.1.11 预评价附属设施表（格式）

调查日期：

管理部门：

调查人：

管道名称：

穿跨越	名称	地点	长度（m）	穿跨越方式	腐蚀控制方式	备注
特殊部位	项目	设施				备注
		弯头	墩（架）	阀室或阀	其他	
	数量					
	保护措施					
	保护结构					

D.2 间接检测表格

D.2.1 间接检测管道外防腐层地面检漏及修补记录表格式见表 D.2.1。

D.2.1 间接检测管道外防腐层地面检漏及修补记录表（格式）

管道名称：

总长度（km）：

防腐层结构：

起止地点：

管道材料：

管径（mm）：

使用仪表：

测量日期：

测量人：

漏点总数：

开挖点总数：

修补点总数：

序号	漏点位置	信号强弱	开挖后情况			修补情况			备注
			土壤描述	防腐层描述	管体腐蚀描述	修否	材料	方法	

D. 2. 2 间接检测管道电位测试记录表格式见表 D. 2. 2。

D. 2. 2 间接检测管道电位测试记录表（格式）

管道名称： 总长度（km）： 土壤类别：
使用仪表： 起止地点：
参比电极： 测试时间： 阴极保护方式： 测试人：

序号	测点位置 (m)	电位 (V)	备注	序号	测点位置 (m)	电位 (V)	备注

注：1 电位可为管道阴极保护电位或管道自然电位。
2 土壤类别：有阴极保护时指是否含细菌土壤，无阴极保护时指是碱性、中性还是酸性土壤。

D. 3 直接检测表格

D. 3. 1 直接检测土壤理化性分析成果表格式见表 D. 3. 1。

D. 3. 1 直接检测土壤理化性分析成果表（格式）

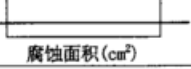
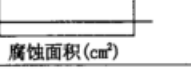
管道名称： 总长度（km）： 室内分析时间：
土样取样时间： 起止地点： 测试人：

序号	取样点 编号	土壤 深度 (m)	pH	土壤 电阻率 ($\Omega \cdot m$)	氧化还 原电位 (mV)	含水率 (%)	土壤 容量 (g/cm ²)	Cl ⁻ (%)	SO ²⁻ (%)	CaCO ₃ (%)	土壤 总含 盐量 (%)	备注

D. 3. 2 直接检测坑深调查成果表格式见表 D. 3. 2。

D.3.2 直接检测坑深调查成果表 (格式)

管道名称: 探坑编号: 坑深位置:
 地表状况: 管道埋深 (m):
 调查日期: 取样编号: 检测人:

土壤剖面描述	土壤性质	层次					地下水位 (m)	地形地貌描述	备注				
	深度 (cm)	1	2	3	4	5	土壤电阻率 ($\Omega \cdot m$)						
	颜色						保护电位 (V)						
	湿度						自然电位 (V)						
	松紧度												
	植物根系												
防腐层及保温层	结构						外观				浸水 pH 值		
	项目	厚度 (mm)					吸水性 (%)						
		上	下	左	右	最薄	上	下	左	右	最大		
	保温层												
	部位												
	补口												
管体	项目	厚度 (mm)					针孔			粘结力			外观
		上	下	左	右	最薄	数量 (个/m ²)	分布	1	2	3	平均	
	防腐层												
	部位												
	防腐层												
	部位												
	补口												
腐蚀产物	腐蚀部位示意图	腐蚀面积、形状示意图(上)					腐蚀面积、形状示意图(下)						
													
	分布												
	厚度 (mm)												
	颜色												
	结构												
	紧实度												
	成分												
	取样编号												
	外观												
类型													
金属腐蚀	最大坑深 (mm)												
	最小剩余壁厚 T_{mm} (mm)												
	最大纵向、环向长度 (mm)												
	最大点蚀速度 (mm/年)												

续表 D. 3. 2

现场彩色照片		
危险截面示意图 (图上标出 s , c)		
分析与结论		

注：腐蚀部位发生在焊缝时，应在腐蚀部位记录时注明焊缝腐蚀发生的区域（母材、热影响区、焊缝）。

D. 4 日常管理表格

D. 4. 1 日常管理强制电流阴极保护记录表格式见表 D. 4. 1。

D. 4. 1 日常管理强制电流阴极保护记录表（格式）

管道名称：

总长度（km）：

起止地点：

检测日期：

检测人：

序号	站名	保护范围	电位（V）			仪器输出		保护率（%）	保护度（%）	运行率（%）	备注
			通电点	自然	保护	电位（V）	电流（A）				

D. 4. 2 日常管理牺牲阳极保护记录表格式见表 D. 4. 2。

D. 4. 2 日常管理牺牲阳极保护记录表（格式）

管道名称：

总长度（km）：

起止地点：

检测日期：

检测人：

序号	阳极组编号	保护范围	输出电流（A）		电位（V）			保护率（%）	保护度（%）	备注
			组	支	开路	闭路	保护			

D. 4. 3 日常管理管道排流保护日常检测记录表格式见表 D. 4. 3。

D.4.3 日常管理管道排流保护日常检测记录表（格式）

管道名称： 总长度（km）：
 起止地点：
 检测日期： 检测人：

序号	排流站编号	控制范围	排流方式	排流电流（A）			正电位平均值（V）		备注
				最大	最小	平均	排流停	排流开	

D.4.4 日常管理管道腐蚀泄漏事故及维修记录表格式见表 D.4.4。

D.4.4 日常管理管道腐蚀泄漏事故及维修记录表（格式）

管道名称： 总长度（km）： 投产日期：
 温度（℃）： 起止地点：
 压力（MPa）： 调查人：

序号	事故日期	事故位置	事故原因 ^a	介质泄露量 ^b	维 修			维修后防腐（保温）层				经济损失的估计 ^c
					日期	方式	单位	种类	结构	厚度（mm）	针孔（个/m ² ）	

^a指是内腐蚀造成的事故，还是外腐蚀引起的事故。

^b介质泄露量 = 介质泄露速度 × 介质泄露时间。

^c指泄露介质的直接损失、环境的损失、修复的损失、财产损失和人员伤亡等。

D.4.5 日常管理管道外防腐层（保温层）大修记录表格式见表 D.4.5。

D.4.5 日常管理管道外防腐层（保温层）大修记录表（格式）

管道名称： 总长度（km）：
 管径及壁厚（mm）： 起止地点：
 材质： 调查人：

序号	修段位置	大修长度（km）	大修原因	大修日期	大修方式	管体		维修后防腐（保温）层					备注
						状况	处理方式	种类	结构	厚度（mm）	针孔（个/m ² ）	施工工艺	

标准用词和用语说明

对执行标准严格程度的用词，应采用下列写法：

一、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”；

二、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”；

三、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”或“可”，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”。

本规范中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合……的要求或规定”或“应按……执行”。非必须按所指定的标准、规范或其他规定执行的写法为“可参照……”。

附件

钢制管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价

条文说明

修 订 说 明

本标准是根据发改办工业〔2004〕872号文“关于下达《2004年行业标准项目计划》的通知”下达的任务，由中国石油天然气股份有限公司规划总院、中国石油大学主编，中国石油管道公司沈阳调度中心、中国石油工程建设协会防腐保温技术专委会参编，对《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—1995进行了修订。

本次修订是在广泛征求设计单位和相关单位的意见，总结了近十年来我国石油行业的实践经验，吸取了国际管道完整性管理新技术，参考了《天然气管道完整性管理系统》ASME B31.8S及《管道外腐蚀直接评价方法》NACE RP 0502:2002，开展了由中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司下达的《油气田管道腐蚀安全综合评估技术研究》，进行了现场应用研究。该研究由中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司组织专家召开了科研项目验收会，并通过了验收。验收会认为，该项研究成果整体达到国内领先，评价技术接近国际先进水平。

本次修订以《管道外腐蚀直接评价方法》NACE RP 0502:2002为主要技术路线，对原标准进行了全面的修订，使修订后的标准在技术上、可操作性上有了新的提高。

为便于广大设计、施工、科研等有关人员在使用本标准时能够正确理解和执行本标准条文的规定，本标准修订组根据国家有关编制标准、规范条文说明的统一规定，按正文的章节条款顺序编制了条文说明，供本标准使用者参考。

在执行本标准的过程中，如发现需要修改和补充之处，请将意见和有关资料寄往中国石油天然气股份有限公司规划总院节能

标准中心（地址：北京市海淀区志新西路3号；邮编：100083），
以便以后的修订工作。

中国石油天然气股份有限公司规划总院
2007年1月

目 次

1 总则	61
2 一般规定	62
3 预评价	63
3.1 资料及数据收集	63
3.2 ECDA 管段划分	63
3.3 检测方法和设备选择	63
4 间接检测与评价	64
5 直接检测与评价	66
5.2 开挖顺序及数量	66
5.3~5.6	66
5.8 腐蚀管道的安全评价	67
5.10 间接评价分级准则、开挖顺序的修正	81
6 后评价	82
6.2 再评价时间间隔的确定	82
6.3 ECDA 有效性评价	82
7 单项评价指标	83
8 ECDA 记录和报告	84
附录 A 日常管理调查	85
附录 B 管道腐蚀深度和腐蚀面积的测量方法	86
附录 C 极值统计预测最大壁厚损失	92
附录 D 各种记录表格	93

1 总 则

1.0.1 说明本标准制定的目的。本评价方法是为了提高管线安全性，其主要目的是防止将来可能出现的管道外壁腐蚀损伤。本标准认为外壁腐蚀是一种可评估的危险，以此建立一个基准，评价目前管道外壁腐蚀尚未构成明显危险的腐蚀。

1.0.2 说明本标准制定的适用范围。本标准在结合、参照、对比了国内外相关标准（“*Fitness-for-service*” API RP 579、“*Corroded pipelines*” DNV RP-F101: 1999、《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151、《含缺陷油气输送管道剩余强度评价方法 第1部分：体积型缺陷》SY/T 6477），提出一套比较简化的、适合油田现场工程应用的“腐蚀管道最小壁厚安全评价”方法，其他因素造成管道壁厚减薄损伤的安全评价也可参照本标准执行。

1.0.3 本标准提出的评价方法具有局限性，不是所有管道都能成功地应用 ECDA 评价。这里主要指对特殊腐蚀（如应力腐蚀）、特殊腐蚀环境、一些基本条件和数据无法得到等情况下，本方法的使用是有局限性的。

2 一般规定

2.0.1 为准确和正确应用本标准，本标准应作为整体使用。只使用或参考其中某一段落或部分可能产生误解和误用。

2.0.3 本标准宜在具有资质的防腐工程技术人员的指导下使用，这些人员通过接受教育及具有相关的实际经验，了解工程原理及相关知识，能胜任埋地钢质管道系统的腐蚀控制和评价等工作。

2.0.5 提出了本评价方法的主要内容和步骤。

3 预 评 价

3.1 资料及数据收集

该部分内容采用了《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—1995 的第 3 章中资料和数据收集的相关内容，与《管道外腐蚀直接评价方法》NACE RP 0502: 2002 预评价中的相关内容基本一致，并且更加细化。

3.2 ECDA 管段划分

划分 ECDA 管段的目的是将具有相似物理特性、腐蚀历史、腐蚀环境、施工和管理、可采用的间接检测方法等条件管段进行区分，以便对比和评价。

3.3 检测方法和设备选择

3.3.1~3.3.2 对间接检测方法提出了应用要求。

3.3.3 提出了目前国内外常用的间接检测方法的特点及采用标准。

3.3.4 提出了间接检测方法、直接检测方法中主要检测仪器的要求。指出了本标准提出的检测方法不易应用的环境和部位。

3.3.5 《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》SY/T 0023 标准已于 2006 年升级为国家标准《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》，本标准所采用的标准内容是对应于新国家标准的内容。由于在本标准发布时，该国家标准尚未发布，因此采用了原石油天然气行业标准的标准号。因此使用本标准时，应采用新的国家标准的相关内容，且在新国家标准发布后，相关行业标准将作废。

4 间接检测与评价

4.0.5 本条采用了《管道外腐蚀直接评价方法》NACE RP 0502: 2002 中提出的以地面检测防腐层漏点为主的间接检测方法, 相对 SY/T 0087—1995 中的地面检测方法有所简化, 方便应用。

4.0.7 表 4.0.7 给出了一般性准则, 而在确定具体管道的分级准则时管道运行方还需考虑管线所处具体环境和工作人员分析数据的专业水平, 是一个相对的评价等级, 需通过现场开挖检测结果进行修正。对每一个指示分级准则宜考虑所用间接检测方法和 ECDA 区的特定环境。表 4.0.7 中三个评价等级的含意为:

严重: 认为具有高腐蚀活性可能性的指示, 需立即开挖检测。

中等: 认为具有一般腐蚀活性的指示, 可在一定时间范围内进行开挖检测。

轻微: 认为具有钝化或最低腐蚀活性可能性的指示, 可暂不开挖检测。

从表 4.0.7 中三个评价等级的含义可见, 此等级也是开挖的优先顺序。

初次应用 ECDA 时, 管道运行方宜使分级准则尽可能严谨。对那些管道运行方不能确定其腐蚀活性的指示, 宜将其归类为严重的指示。

表 4.0.7 中提到的间接检测方法均即将增加到目前在编国标《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》(即《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》SY/T 0023—97 的升级版本) 中, 其中不同间接检测方法的详细评价见该标准升级版。

4.0.8 采用了 NACE RP 0502: 2002 的 4.3.4 的内容, 提出了

对两种间接检测方法的评价结果存在差异的评价方法，也是本版修订增加的内容。

5 直接检测与评价

5.2 开挖顺序及数量

本节采用了 NACE RP 0502: 2002 的第 5.2 节直接检测开挖点确定准则的相关内容。其主要技术路线为, 在检测出的防腐层漏点的基础上, 选择有代表性的位置进行直接开挖检查, 不是漏点均开挖。这样目的性更强, 保证直接检查的经济性。是本版修订增加的内容。

5.2.1 是根据间接检测结果确定开挖的顺序, 即“类”代表开挖的优先顺序。

5.2.3 提出确定有效性检验的开挖点的要求。

5.3~5.6

主要采用了 SY/T 0087—95 中的第 3.6 节对埋地土壤环境、防腐层、金属的检测要求。其中对金属的检测增加了为进行本标准第 5.8 节中“腐蚀管道的安全评价”提出的管壁腐蚀坑深和腐蚀面积的测量要求。

对 5.5.7 条中提到的“必要时现场收集防腐(保温)层样品, 送实验室按相关标准进行防腐(保温)层性能分析”的要求, 是指当需要进行防腐层损坏等深入的分析时, 可进行防腐层现场取样分析。

根据《天然气管道完整性管理系统》ASTM B31.8S: 2001 的规定, 对管道外壁完整性的检测有三种方法, 即在线检测(如智能清管器)、水压试验、直接检测。因此智能清管器等其他可准确检测管道最大腐蚀坑深的方法及本标准直接检测方法检出的管道外壁腐蚀等管壁减薄点, 均可作为进行本标准第 5.8 节“腐蚀管道的安全评价”的点。

5.8 腐蚀管道的安全评价

5.8.1 本标准讨论体积型腐蚀缺陷对管道安全性的影响和评价方法。体积型缺陷是以质量损失为特征的腐蚀类型,也是最普遍、最常见的腐蚀形式。它包括均匀腐蚀和各类局部腐蚀,如点腐蚀、缝隙腐蚀、电偶腐蚀等。这类缺陷容易检测发现,也是目前我国管道部门日常工作记录的主要腐蚀缺陷形式。

目前许多国外标准对以质量损失为特征的体积缺陷,虽然普遍采用壁厚损失为指标,但大多考虑过于复杂,需要依赖专用软件,工程应用困难。目前管道壁厚测量最好精度为 0.1mm 左右,依此为基础,适当简化和修正评价模型不会影响评价的可靠性和使用性。本标准结合和参照国内外相关标准,并多次听取国内石油单位和国外专业机构的意见,提出一套比较简化的,适合油田现场工程应用的腐蚀管道壁厚损失的安全评价方法。下面介绍国内外同类评价方法。

1. 石油天然气行业标准 SY/T 0087—1995

该标准主要讨论腐蚀测量方法,涉及的壁厚损失评价采用了工程习惯准则,即 T_c (最小残余原始壁厚) $< 0.8T_0$ (原始壁厚),或者 $T_c < 2\text{mm}$ 。

上述条件只要有一个满足,即判为视在穿孔,该管段按失效处理,需维修、更换。该标准还介绍了对环境腐蚀、防腐层质量、阴极保护等方面的单项评价指标。

2. 石油天然气行业标准《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151—95

该标准由中国科学院金属所和东北输油局根据国内管材爆破实验等资料制定的对管体损失的评价方法。该方法按照四个层次(腐蚀深度、腐蚀区轴长、腐蚀区环长和强度)开展评价,评价结果将管体腐蚀状况划分为五类。该标准的评价思路可以简化为表 1,环向缺陷是否需要考虑见表 2。

基本数据: T_0 公称壁厚; D 管道公称外径; d 为最大实测

腐蚀坑深； L_m 为最大实测腐蚀区轴长； C 为最大实测腐蚀区环长。

腐蚀区最大轴向长度 $L = 1.12B \sqrt{D \cdot T_0}$

表 1 评价思路表

		指 标	基本 准 则					
1	按坑深	$A = d/T_0$	$A < 0.1$					$A \geq 0.8$
2	按轴长	计算最大 L	/	$L > L_m$	$L < L_m$, 需考虑环长影响			/
3	按环长		按表确定是否需要考虑					
4	按压力				计算剩余强度 (MAOP)			
					>1	$1 \sim 0.5$	< 0.5	
			I	II		III	IV	V
处理意见			留用	监控		维修	快维修	立即更换

表 2 环向缺陷评价界线表

	$10\% < A < 20\%$	$20\% < A < 50\%$	$50\% < A < 60\%$	$60\% < A < 80\%$
$C \leq (\pi D)/3$	需	要	考	虑
$C \leq (\pi D)/6$		不		
$C \leq (\pi D)/12$		需		
$C > (\pi D)/12$			考	虑

其中系数 B 按下面方法确定： $10\% \leq A \leq 17.5\%$ 时； $B = 4.0$ ；
 $A > 17.5\%$ 时，

$$B = \sqrt{\left(\frac{A}{11A - 0.15}\right)^2 - 1}$$

压力评价计算较复杂，有专用计算机程序，见其流程图 1。

3. 美国 API RP 579：2000 和石油天然气行业标准《含缺陷油气输送管道剩余强度评价方法 第 1 部分：体积型缺陷》SY/T 6477—2000

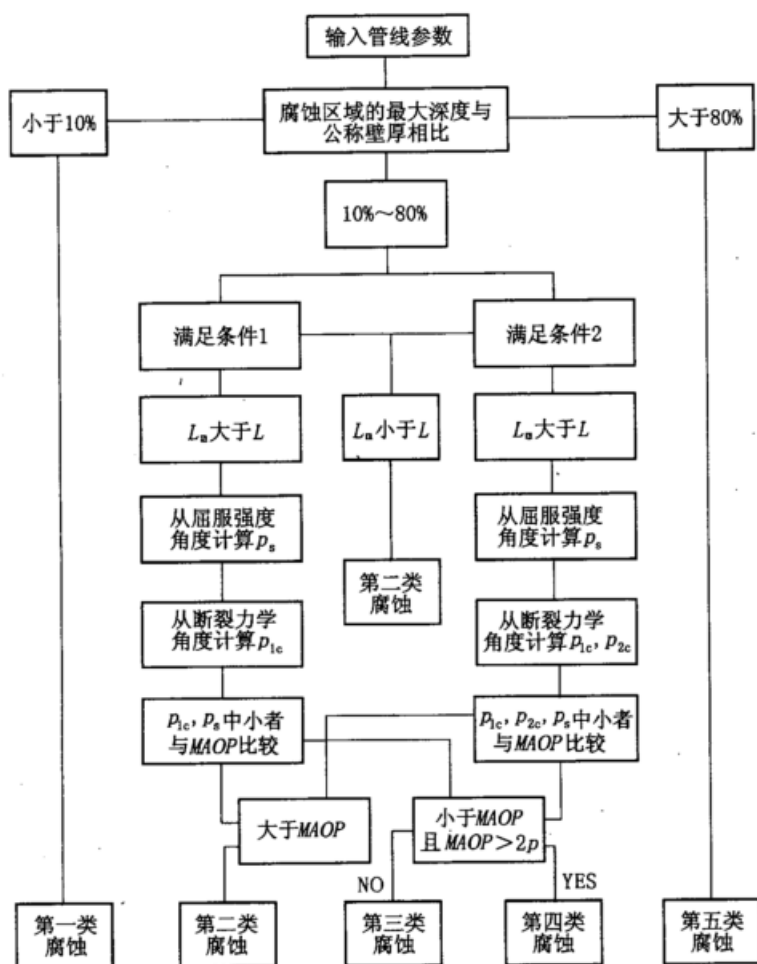


图 1 SY/T 6151—95 评价流程

这两个方法基本相同。分二级评价：一级评价用于较均匀的腐蚀缺陷；二级评价用于危险截面上剩余厚度起伏较大的缺陷，主要针对通不过一级评价时，作进一步精细评价。

评价基本参数：壁厚门槛值 $T_{\min}$ 、最小壁厚 $T_{\min}$ 、缺陷轴向

分布 λ 、缺陷环向长度 c 、残余强度因子 RSF 等。该评价依据管道强度，对缺陷类型划分细，但计算复杂，需专用程序。评价的基本流程见图 2。

一级评价过程为：

(1) 计算壁厚门槛值：

$$\begin{aligned} \text{(环向)} T_{\min}^c &= \frac{pD}{2FS \cdot E \cdot \sigma} \\ \text{(轴向)} T_{\min}^L &= \frac{pD}{4FS \cdot E \cdot \sigma} + T' \end{aligned}$$

其中， FS 为设计系数，可按 GB 50251 和 GB 50253 规定取值； E 为焊缝系数，可按 GB 50251 和 GB 50253 规定取值； T' 为根据管道轴向作用力、弯矩等因素决定的附加壁厚。管道最小壁厚门槛值可取两者的较大值（较大值代表较大的安全程度）。

$$T_{\min} = \max\{T_{\min}^c, T_{\min}^L\}$$

所以，如果附加壁厚 T' 不太大的话，一般取环向壁厚门槛值为管道门槛值。

(2) 根据实际测量最小壁厚 $T_{\min}$ ，计算均厚长度 L 。

$$\begin{aligned} L &= Q \sqrt{D_i \cdot T_{\min}} \\ R_i &= T_{\min} / T_{\min} \end{aligned}$$

当 $0.2 \leq R_i < 0.9$ 时，

$$Q = 1.118 \left[\left(\frac{1 - R_i}{1 - R_i / 0.9} \right)^2 - 1 \right]^{0.5}$$

当 $R_i \geq 0.9$ 时， $Q = 50$ （当 $R_i < 0.2$ 时，直接评为“通不过一级评价”）。

(3) 确定其危险厚度截面，并测量其最大环向 s 和轴向长度 c 。

(4) 计算环向和轴向参数，并用标准给出的评价曲线确定是否超标准。

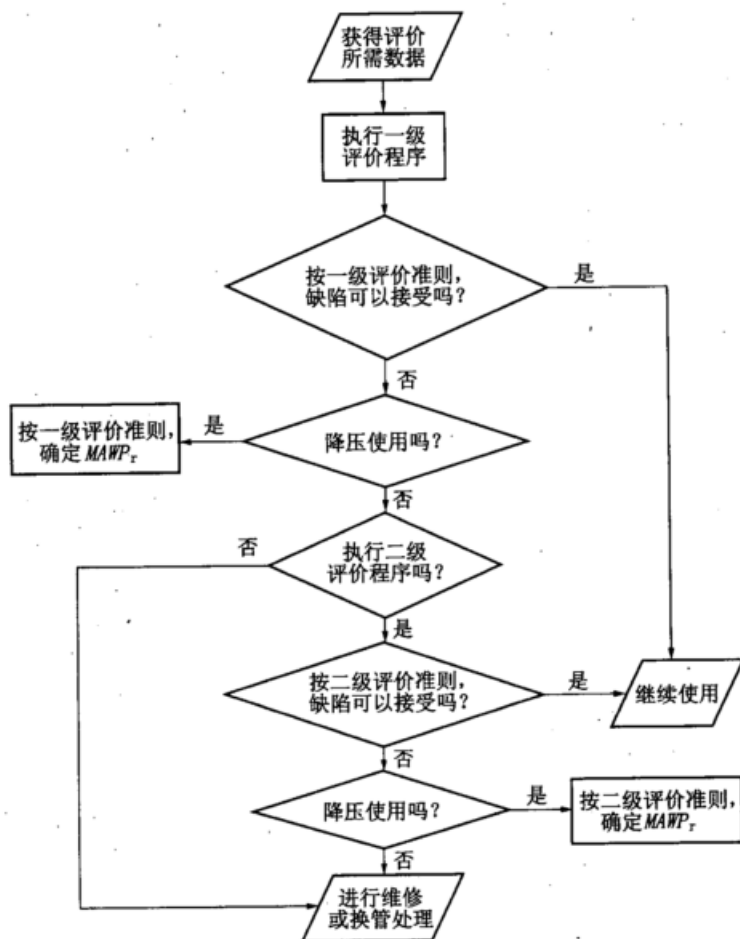


图2 API RP 579: 2000 及 SY/T 6477—2000 评价流程

或判别：如果 $s \leq L$ ，则判为：金属损失可以接受。

如果 $s > L$ ，可用平均厚度；用判别式： $T_{\min} \geq \max \{0.5T_{\min}, 3\text{mm}\}$ 或用质量损失等方法继续评价。

均匀腐蚀未能通过一级评价的，可以采用以下三种方案处理：

(1) 基于最小壁厚，重新确定管道最大容许工作压力（降压使用）。

(2) 更换管段或修补该管段缺陷。

(3) 执行二级评价。

二级评价主要采用剩余强度计算和考虑不均匀腐蚀的影响，来更精细地确定其安全性。

如剩余强度因子 $RSF \geq 0.9$ ，尚可继续使用，但须加强监测；

如 $RSF < 0.9$ ，则可以（1）降压使用；或者（2）更换或维修管段。整个评价过程可归纳为表 3。

表 3 评价过程表

执行一级评价	通过	没有通过			
是否降压使用		是	不是		
执行二级评价			通过	没有通过	
是否降压使用				是	不是
处理结论	继续使用	降压 1	继续使用	降压 2	维修、更换

5.8.2 评价方法基本思路：本方法采用三个层次，逐级评价的方法，分别为腐蚀深度评价、腐蚀面积评价和残余强度评价。评价中应遵循以下基本原则：

(1) 越后层次评价需要考虑的因素越多，也越复杂。所以凡在前一层次评价可以得到肯定结论的，就不需要进行下一层次评价，这样可大大减少评价工作量。例如，对单纯点腐蚀形式的管体损失，考虑其腐蚀面积影响不大、对强度影响也不明显，可以只进行第一层次评价；如果为加大面积的腐蚀坑，则还需要进行第二层次评价；如果腐蚀面积大到足以明显影响强度，那么还必须进行第三层次评价。

(2) 按三分法原则评价，即确定最好的和最坏的，留下中间不确定的，进行下一层次评价。这种方法最容易实施，受人为干

扰较小。它相当于在每个层次评价中只需确定两个门槛值：上门槛值（指标大于此值归入最好等级）和下门槛值（指标小于此值归入最坏等级）。不同层次采用不同门槛指标。

（3）整个评价的物理含义清晰。评价结果不仅表达了管道运行的安全程度，而且还反映造成腐蚀的管道安全的因素构成。例如，是因为个别点腐蚀问题，还是大面积腐蚀坑问题。即使对最后层次的强度评价中，也可了解其原因是危险截面超标，还是由于管道无降压余地。这些对于制定维修及改进措施十分有用。

5.8.3~5.8.5

1. 评价所需基本数据

本评价方法采用实测管体腐蚀数据，并结合管道原始壁厚、材料强度和运行压力等数据为依据开展安全评价。后两项参数来自管道基本资料，前一项来自实际测量。

评价用的原始（基本）数据为：

（1）管道最小残余壁厚（等于管道原始壁厚减去最大腐蚀深度）。

（2）管道危险截面的轴向长度和环向长度。

（3）管道钢最低屈服强度 SMYS。

（4）管道最大容许运行压力（设计压力）MAOP。

（5）其他相关资料（如设计系数、焊缝系数、腐蚀裕量等）。

评价用的中间参数为：

（1）最小容许壁厚（或称为壁厚门槛值） $T_{\min}$ ：代表该工况条件下所需要的最小壁厚值。在专题之三已经讨论过，一般可采用简化的 Barlow 公式计算：

$$\text{管道壁厚门槛值 } T_{\min} = \frac{pD}{2\sigma}$$

式中 p ——运行压力；

D ——管外径；

σ ——管材屈服强度。

(2) 腐蚀管道危险截面尺寸的环向和轴向长度参数, 可通过危险截面测量数据计算得到。

危险截面环向参数:

$$\xi = c/D_i$$

危险截面轴向长度参数:

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D_i T_{\min}}}$$

式中 D_i ——管道内径;

$T_{\min}$ ——最小容许壁厚;

s 和 c ——危险截面轴向和环向测量长度。

(3) 残余强度因子 RSF 定义为含缺陷管道和不含缺陷管道极限载荷之比值。根据点腐蚀深度和危险截面尺寸等数据计算得到。

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

其中

$$M_t = (1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}$$

$$R_t = T_{\min}/T_{\min}$$

2. 评价的具体方法

如上所述, 评价分三个层次: 腐蚀深度、腐蚀面积和残余强度, 每个层次所采用的评价指标和相应阈值具体讨论如下。

(1) 腐蚀深度评价。

评价指标: 管壁最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 。这个壁厚可采用当时实测值、极值统计预测值或对未来预测值, 评价结果和数据代表含义一致。

评价准则: 以原始壁厚为评价阈值, 具体准则为:

当 $T_{\min} > 0.9 \times \text{原始壁厚}$, 表明点腐蚀十分轻微, 可继续

使用。

当 $T_{\min} < 0.2 \times \text{原始壁厚}$ ，或者 $T_{\min} < 2\text{mm}$ ，确定为等效穿孔，需更换或维修。

上述两种情况以外为不确定态，需进入下层次评价。对单纯点腐蚀，无腐蚀面积时，可跳过危险截面测量和评价，判为不超标。

(2) 腐蚀面积评价：本层次评价分别考虑是否满足壁厚门槛值和危险截面尺寸是否超标。

前面已经提过，壁厚门槛值 $T_{\min}$ 是满足运行工况条件的最小壁厚。当最小剩余壁厚 $T_{\min}$ 大于壁厚门槛值 $T_{\min}$ ，表示管道尚可安全使用，但最好加强检测；当最小剩余壁厚小于 0.5 倍壁厚门槛值，或危险截面尺寸已超过标准，确定为不安全，需要尽快组织维修。

危险截面尺寸是否超过标准可参见表 4 准则（两项中任一项超标，即判为超标）。

表 4 危险截面尺寸的超标准则

$R_t = T_{\min}/T_{\min}$	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.5
λ	>20	>5	>2	>1.75	>1.5	1.25	>1	>0.75
c/D_t	任意长			>3.1	>1.25	>0.90	>0.75	>0.6

注：对其余 R_t ，按两端数据，用插值法计算。

表 4 数据是根据 API RP 579 提出的对管道体积型缺陷评价曲线估算得到。其中，轴向缺陷的评价曲线方程为：

$$R_t = \left[0.9 - \frac{0.9}{(1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}} \right] \left[1.0 - \frac{0.9}{(1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}} \right]^{-1} \quad (\lambda \leq 20)$$

$$R_t = 0.9 \quad (\lambda > 20)$$

环向缺陷的评价按负载条件分为两种情况，其曲线方程分别为：

低载荷条件：

$$\frac{c}{D_i} = \left(\frac{0.78521 - 1.6286R_t}{1.0 - 2.7812R_t + 1.3880R_t^2} \right)^{0.5} \quad (0.0 \leq R_t \leq 0.45)$$

$$\frac{c}{D_i} = \pi \quad (R_t > 0.45)$$

高载荷条件:

$$\frac{c}{D_i} = \left(\frac{0.069006 - 0.098930R_t}{1.0 - 1.3141R_t} \right)^{0.5} \quad (0.0 \leq R_t \leq 0.75)$$

$$\frac{c}{D_i} = \pi \quad (R_t > 0.75)$$

如果载荷条件不明,可按高载荷条件考虑计算,以确保安全。

如果 $T_{mm} < T_{min}$ 并且危险截面也不超标的情况,评定为不确定,需进行下步强度的评价。

(3) 剩余强度评价:前面已提及,剩余强度因子 RSF 定义为含缺陷管道和不含缺陷管道极限载荷之比。

根据 RSF 的公式,计算具体缺陷条件下的 RSF 值。显然 $RSF < 1$,就已表示该缺陷影响了管道极限强度。但由于考虑到多数制造商生产的管道钢实际强度比指定最小屈服强度 $SMYS$ 要高 10%~30%,所以从节约资源角度,本标准(多数国外标准也如此)规定:

$RSF \geq 0.9$ 时,不影响管道实际使用强度,可继续使用,但需要加强监控;

$RSF < 0.9$ 时,必须降压使用,降压后容许的使用压力按下式计算:

$$\text{降压后使用压力} = (\text{原运行压力}) \times (RSF/0.9)$$

当 $RSF < 0.5$ 或者该管道不具备降压使用条件,该缺陷不可接受,需维修或更换。

本项准则参照了相关的国内外标准,并和它们基本保持

一致。

3. 评价结果的比较

为检验本准则通用性,以某些腐蚀缺陷为例,比较本标准、我国石油天然气行业标准 SY/T 6151—95 和 API RP 579 (和 SY/T 6477—2000 基本一致)的评价结果。

[例 1] 某管道基本参数: $\phi 529 \times 7$, 最大运行压力 4.5MPa, 管材屈服强度为 360MPa/mm², 最大实测坑深 2mm, 无明显腐蚀面积。评价当前安全性和 5 年后安全性 (假设腐蚀速度为 0.3mm/年, 设计系数和焊缝系数均为 1)。

(1) 本标准评价:

$T_{\min} = 7 - 2 = 5\text{mm}$, 和原壁厚比值 $= 5/7 = 0.71$, 不确定, 需进入第二步评价。

计算 $T_{\min} = pD / (2\sigma) = (4.5 \times 529) / (2 \times 360) = 3.306$ (mm), $R_t = T_{\min} / T_{\min} = 5/3.3 = 1.5 > 1$, 属于 II 级, 可继续使用, 但最好加强监控。

如不维修, 5 年后该最小壁厚 $T_{\min} = 5 - 5 \times 0.3 = 3.5$ (mm), 大于 $T_{\min} = 3.3\text{mm}$, 仍属于 II 级, 可继续使用。

(2) SY/T 6151 评价:

深度评价 (同上计算): $A = d/T_o = 2/7 = 0.29$, 属于中间条件, 进下步评价。

按缺陷轴向长度, 先计算临界长度 $L = 1.12B \sqrt{D \cdot T_o}$, 其中

$$B = 4.0 \quad (0.1 < A < 0.175)$$

$$B = \sqrt{\left(\frac{A}{1.1A - 0.15}\right)^2 - 1} \quad (A > 0.175)$$

所以, $B = 1.42$, $L = 1.12 \times 1.42 \times (529 \times 7)^{0.5} = 96.8$ (mm)

实际缺陷长度 = 50mm, 小于上述临界长度, 判为 II 等。

(3) API RP 579 评价:

一级评价:

计算轴向壁厚门槛值 $= [pD/(4\sigma)] + [4M/(sE\pi D_m)]$
 $= 1.65 \text{ (mm)}.$

计算环向壁厚门槛值 $= [pD/(2\sigma)] = 3.306 \text{ (mm)}.$

最小壁厚门槛值取两者较大值, 即等于 3.306mm。

计算 $R_t = T_{\min}/T_{\min} = 5/3.3 = 1.5 > 1$, 判为通过安全性, 可继续使用。

比较: 几种评价方法评价结果均为: 比较安全, 可以继续使用。

[例 2] 同例 1 基本参数, 但最小实测壁厚 2.8mm (最大坑深 $= 7 - 2.8 = 4.2\text{mm}$), 危险截面尺寸: 最大轴向长度为 180mm; 最大环向长度为 30mm。

(1) 本标准评价:

深度评价: $\gamma = T_{\min}/T_o = 2.8/7 = 0.4$, 处于中间条件, 需进入下步评价。

危险截面评价: 门槛值计算, 仍得到 3.306mm。

计算 $R_t = T_{\min}/T_{\min} = 2.8/3.3 = 0.85$, 超过下限按危险截面尺寸表评价。相应轴向 $\lambda > 5$ 为判废条件: 环向缺陷尺寸可以不予考虑。

计算实际 λ :

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D_i T_{\min}}} = \frac{1.285 \times 180}{\sqrt{(529 - 2 \times 7) \times 3.3}} = 5.6 > 5$$

评价结果: IV 级 (立即维修, 属于危险截面尺寸超标)。

(2) SY/T 6151 评价:

腐蚀深度评价: $A = d/T_o = 4.2/7 = 0.6$, 属于中间条件, 进入下步评价。

按缺陷轴向长度, 先计算临界长度 $L = 1.12B \sqrt{D \cdot T_o}$, 其中

$$B = \sqrt{\left(\frac{A}{1.1A - 0.15}\right)^2 - 1} \quad (A > 0.175)$$

所以
$$B = \sqrt{\left(\frac{0.6}{0.66 - 0.15}\right)^2 - 1} = 0.62$$

$$L = 1.12 \times 0.62 \times (529 \times 7)^{0.5} = 42(\text{mm})$$

远小于实测长度 180mm。

按缺陷环向长度, 当 $C/(\pi D) > 1/6 = 0.167$, 需考虑环长影响 (在压力评价中)。

计算结果 $c/(\pi D) = 0.018$, 故进入下一步压力评价时可不考虑环长影响。

压力评价——最大安全工作压力的计算:

分别按屈服强度法计算 p_s ; 按断裂力学法计算 p_{1c} 和 p_{2c} , 再取三者最小值作为最大安全工作压力 p' ; 将此值和最大运行压力 MAOP 比较:

$p' > \text{MAOP}$, 判为Ⅱ级;

$0.5\text{MAOP} < p' < \text{MAOP}$, 判为Ⅲ级;

$p' < 0.5\text{MAOP}$, 判为Ⅳ级。

p_s , p_{1c} 和 p_{2c} 的计算很复杂, 需采用专用程序, 计算过程略, 结果为Ⅳ级。

(3) SY/T 6477 评价:

一级评价:

计算轴向壁厚门槛值: $[pD/(4\sigma)] + [4M/(sE\pi D_m)]$
 $= 1.65(\text{mm})$ 。

计算环向壁厚门槛值: $[pD/(2\sigma)] = 3.306(\text{mm})$ 。

最小壁厚门槛值取两者较大值, 即等于 3.306mm。

计算 $R_t = T_{\text{mm}}/T_{\text{min}} = 2.8/3.3 = 0.85 < 1$, 不通过。

可继续评价:

①最小测试壁厚是否大于 $[0.5T_{\text{min}}, 3\text{mm}]$?

结果: 不满足。

②计算危险截面尺寸：

计算实际 λ ：

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D_1 T_{\min}}} = 5.6$$

计算容许的 R_{i0} ：

$$R_{i0} = \left[0.9 - \frac{0.9}{(1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}} \right] \times \left[1.0 - \frac{0.9}{(1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}} \right]^{-1}$$

$R_{i0} = 0.87$ ，此值大于实际值 0.85。结论：危险截面尺寸超标。应判为一级评价不通过，维修、降压使用，或执行二级评价。

按二级评价：

计算剩余强度：

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

$$M_t = (1 + 0.48\lambda^2)^{0.5}$$

计算结果： $M_t = 4.00$ $RSF = 0.88 < 0.9$

判定结果：坑深和危险截面尺寸均超标准，必须降压使用或维修。

评价结果比较：所有结果都表明该管段不安全，必须尽快维修或降压使用。

[例 3] 同例 1 基本数据（ $\phi 529 \times 7$ ，最大运行压力 4.5MPa，管材屈服强度为 360MPa/mm²，最小实测壁厚 5mm，危险截面尺寸：轴向为 50mm 环向为 20mm）。但需要评价 5 年后该管道的安全性。假设管壁腐蚀速度为：平均每年减薄 0.4mm。

按本标准：

深度评价：5 年后最小壁厚 = $5 - (0.4 \times 5) = 3$ (mm)

5 年后危险截面尺寸：轴向 = $50 + 0.4 \times 5 \times 2 = 54$ (mm)

环向 = 20 + 4 = 24 (mm)

$\gamma = T_{\text{mm}}/T_o = 3/7 = 0.43$, 处于中间条件, 需进入下步评价。

危险截面评价: 门槛值 $T_{\text{min}} = pD/(2\sigma) = (4.5 \times 529) / (2 \times 360) = 3.306$ (mm), $R_t = T_{\text{mm}}/T_{\text{min}} = 3/3.3 = 0.91$, 不过。考虑危险截面是否超标。

计算实际 λ :

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D_i T_{\text{min}}}} = 1.68$$

计算 $c/D_i = 0.047$

查表得知, 危险截面尺寸没有超标, 需要进入下一步评价。

压力评价:

计算 RSF: $M_t = (1 + 0.48 \times 1.68^2)^{0.5} = 1.53$ 。

$RSF = 0.91 / [1 - (0.09/1.53)] = 0.91/0.94 = 0.97 > 0.9$, 无需降压。

评价结果: II B (5 年内尚可继续使用, 但需加强监控)。

综上所述, 本标准评价结果和目前国内外同类标准比较基本一致, 但对含大尺寸缺陷管道降压使用条件稍微苛刻, 从安全角度比较稍偏于严格 (安全)。

本标准最大优点在于方法简单可靠, 而且评价结果含义清晰、对维修处理意见较细致。

5.10 间接评价分级准则、开挖顺序的修正

本节是采用了 NACE RP 0502: 2002 的第 5.8 节的相关内容, 是本版修订增加的内容。其主要技术内容是根据开挖结果对本标准第 4.0.7 条间接评价的“严重”等级“中”等级的开挖点分级准则进行修正。体现了本评价方法是一个连续、不断改进过程的特点。

6 后 评 价

6.2 再评价时间间隔的确定

6.2.4 根据目前国内外管道外壁腐蚀发展的规律，提出了新建管道投产后及首次开展 ECDA 评价的基本要求。

6.2.6 本条提出的“剩余寿命估算公式”是采用了 NACE RP 0502: 2002 的第 6.2 节中提出的计算公式。

6.2.7 本条提出的再评价时间间隔估算的近似公式是本标准科研中提出的一个简算公式。

6.3 ECDA 有效性评价

由于 ECDA 评价是一个不断提高管道安全程度的连续过程，是通过不断评价、反馈、修正使得评价结果及管理的准确性不断提高的过程，因此本标准采用 NACE RP 0502: 2002 的第 6.4 节中相关的内容增加了此节。此节通过对评价结果和评价方法的不断修整，提高评价的可靠性和安全性。

7 单项评价指标

本章提出了对腐蚀环境、金属腐蚀性、防腐层保护效果、阴极保护效果、交直流排流保护效果等方面的单项评价指标，作为间接检测和评价、直接检测和评价过程中的辅助评价指标或原因分析评价指标。

8 ECDA 记录和报告

由于本评价对管道管理是一个连续不断的过程，因此对建立其规范、翔实的记录和报告要求是非常重要的内容，也是规范管道管理的重要工作。本节参考了 NACE RP 0502: 2002 第 7 节的相关内容，提出了本节内容。

附录 A 日常管理调查

日常管理调查是原《钢质管道及储罐腐蚀与防护调查方法标准》SY/T 0087—1995 中第 3.3.3 条的相关内容，它在本评价体系中的作用是通过日常的调查数据检验评价结果的有效性，也是加强管道日常管理的要求。管道管理只有通过专项检测、评价与日常检测、评价相结合的管理模式才能使管理更加科学、可靠、安全。

附录 B 管道腐蚀深度和腐蚀面积的测量方法

B.1 方法概述

管体腐蚀缺陷的直接测量是目前最常用，也是最可靠的方法。直接测量需要对被测量管段进行开挖，暴露管道，并去除管道外防腐层，然后在金属管体上直接观察和测量管道腐蚀程度。常需要记录腐蚀形貌（照相）并取得该局部环境（土壤）的各项参数等。从管道安全评价角度，最重要的是腐蚀深度和腐蚀面积，常用管道最小剩余壁厚和腐蚀区内危险截面的大小等参数作为安全评价指标。管道壁厚是管体金属损失常用指标。本附录主要介绍超声波和探针两种测量技术。

B.2 仪器及要求

B.2.1 超声波法：

1. 测量原理：

超声波是一种频率超过人耳听觉范围的高频声波（频率超过20kHz）。用于材料检查的超声波频率一般为：100~20MHz。这种声波能够在任何介质中传播，其传播速度（声波）由材料密度决定。例如，Al：6320m/s；Fe：5900m/s；Zn：4170m/s；Cu：4700m/s；丙烯酸树脂：2730m/s；水：1480m/s；甘油：1920m/s。

超声波测量材料厚度的原理是根据声波在材料中传播时间来确定的。因为：

$$\text{材料厚度} = \text{声速} \times \text{传播时间}$$

根据传播时间的测量方法，一般分为：共振型和反射型。前者测量准确，但操作复杂；后者精度稍低，但操作简便。工业设

备测厚仪器大都为反射型仪器，即通过测量声波在被测物件下界面的反射波，计算其传播时间。再通过该材料的声波速度常数计算得到材料厚度。

目前国内外的超声波测厚仪器种类繁多。我国在 20 世纪 50 年代中期开始生产超声波测厚仪。显然，根据超声波在介质中传播信号，也可以用作材料内部缺陷的检测（探伤仪）。

2. 测量要求

超声波测厚技术只能用于能较好传播超声波的材料，如碳钢、有色金属及玻璃、塑料等材料。对声波衰减很大的材料，如纤维、多孔材料、某些不锈钢材料等不适宜用。被测材料要求具有简单的平板或圆管形状，具有基本平行的表面；表面清洁，无杂物，且粗糙度不能太大（采用预磨或高粘度耦合剂）。

测量前首先需要确定声波在该材料的传播速度，可查手册或利用该材料制作的标准块（其厚度用千分表精确测量）校准得到。

测量时，在探头和金属表面之间涂抹声阻抗大的耦合剂（对光滑表面，可使用轻机油之类的低粘度耦合剂；对粗糙表面，可使用甘油之类高粘度耦合剂），以减少声波泄漏损失，并施加适当压力。每个测试位置尽量在互相垂直方向各测一次（以减少材料内部因各向异性导致的误差）。探头类型、规格可根据被测材料形状（板材厚度、管径大小）以及周围温度条件等确定。

许多仪器提供量程选择，必须选取和实际测量厚度对应的量程，以提高测量精度。特别需要注意：超声波法测量的是剩余壁厚，等于原始壁厚扣除管道外壁和内壁损失。

3. 测量误差的预防

（1）超薄材料：当材料厚度小于探头使用下限，可能发生“双重折射”现象，读数值为实际厚度两倍；也可能发生“脉冲包络、循环跳跃”现象，读数值也明显高于实际值。用试块比较法可以确定被测量的最小极限厚度。

（2）表面氧化层或防腐层影响：由于超声波在它们中的传播

速度和材料基体不同，再加上可能存在界面影响，使测量结果不可靠。应当除去后再测量。

(3) 材料内部缺陷或下表面腐蚀凹坑的影响：它会导致反射波混乱，读数反常。可预先采用探伤方法予以排除。

(4) 复合材料、层叠材料的测量：超声波不能穿透未经耦合的层叠材料，且不能以均匀速度在复合材料中传播，所以反射型超声波测厚仪不适用此材料。

(5) 探头磨损的影响：长期使用后探头表面磨损，导致超声波损失，测量灵敏度下降。可用 500# 砂纸打磨，如仍不能恢复，需更换新的探头。

4. 管道壁厚测量步骤

(1) 选取和管道曲面一致的探头护套，以确保探头和管道表面的紧密接触。

(2) 当管壁厚度变化均匀（不超过 0.4mm），可直接采用超声波测厚仪进行测量。

(3) 管壁厚度变化不均匀（超过 0.4mm），应先用超声波探伤仪扫查，确定管壁减薄极限厚度下的面积区域，然后再用超声波测厚仪测量；超声波探伤仪调整为：纵波直探头（壁厚超过 20mm 时，可选用斜探头），频率不低于 5MHz，利用阶梯试板定标。

(4) 测厚仪数据异常时，如无读数（由于管内壁产生大量凹凸坑造成）、读数异常高（由于残余壁厚小于数毫米造成）、读数异常低（由于管壁内含有夹层、裂纹等造成）时，应先用超声波探伤仪判断异常原因，以便获得正确读数。

B. 2. 2 探针法：

使用带尾针的游标卡尺（精度 0.1mm），或千分表（精度 0.01mm），或专用探针测量。先清除被测金属表面异物，用探针（或卡尺、千分表的尾针）探测坑底部；测量坑边缘到坑最深底部的距离读数。按以下情况处理：

如果坑边缘为未腐蚀区，壁厚腐蚀损失 = 坑深测量值；

如果坑边缘受到腐蚀，壁厚腐蚀损失 = 坑深测量值 + 坑边缘腐蚀量。

为避免坑边缘腐蚀影响，现场可将和管外径同弧度支架置于管道外作为探针基准。探针法只能测定金属管道外表面的腐蚀坑深，对管内壁缺陷无效。和超声波法不同，探针法无法直接得到管道剩余壁厚。但可以换算得到。

B.3 测量内容和方法

B.3.1 腐蚀坑深测量：在调查坑内，清除管道外已破损涂层，暴露金属管体，记录腐蚀外观，如形状、面积、腐蚀产物颜色、质地和厚度等。选择腐蚀最严重区进行测量，为避免偶然误差，同一位置应重复读数 3~5 次。探针法得到的是最大腐蚀坑深；超声波法得到最小剩余壁厚。两者关系为：

$$\text{最小剩余壁厚} = \text{管道（公称）壁厚} - \text{最大腐蚀坑深}$$

当存在多个腐蚀坑，难以确定最大坑深时，可依此测量一系列较大腐蚀坑，记录其坑深。取其最大值为最大坑深值，或根据最大的 10 个坑深数据，用极值统计法推算其最大可能值。

B.3.2 危险截面测量：危险截面是腐蚀区内可能影响管道安全的腐蚀面积，定义为：该区域管道剩余壁厚已经小于壁厚临界值。壁厚临界值又称为最小容许壁厚，代表在该运行机制下，能满足管道强度的最低壁厚条件。它们与管道材料强度、外径、运行压力等参数有关。前面已经给出其计算公式（一般称为 Barlow 公式）和对各种系数的处理考虑。

危险截面测量时，需要在腐蚀区内先打上方格，格间距 5~20mm，视腐蚀区面积决定，在每个交点位置测量腐蚀坑深或壁厚。插值估计处于壁厚门槛值的位置，并将这些位置点连接成等高线，围成的面积就是危险截面。图 B.3.2-2 给出管道上某腐蚀区的测量实例和危险截面的确定方法。

危险截面用其最大轴向长度和环向长度来表示。

(1) 最大轴向长度 s 是危险截面沿管道纵向分布的最大长度, 测量误差要求不大于 1mm。当存在多个腐蚀区, 并且相邻腐蚀区内危险截面的纵向间隔距离小于 25mm 时, 应视为同一缺陷, 最大长度为相邻截面纵向长度和间距长度之和。

(2) 最大环向长度 c : 首先测量危险截面沿管道环向最大弧度长度, 误差不大于 1mm。当存在多个危险截面, 并且相邻截面环向间隔距离小于 6 倍壁厚时, 视为同一缺陷, 最大长度为相邻长度和中间未腐蚀区长度之和; 间隔距离小于 25mm 时, 也应视为同一缺陷, 最大长度为相邻截面环向长度和间距长度之和。最大环向长度是测量值在管内壁的投影长度。可按下列式换算:

$$\text{最大环向长度} = \text{测量长度} \times (\text{管道内径} / \text{管道外径})$$

(3) 对槽沟腐蚀的处理: 腐蚀缺陷 (或机械损伤) 呈明显条状, 其沿冲蚀方向长度明显大于宽度时, 成为槽沟腐蚀。这类腐蚀缺陷介于体积型缺陷和面积型缺陷之间。需要测量决定, 将其归为按体积缺陷还是裂纹缺陷评价。其判别过程为:

① 测量槽沟缺陷根部临界曲率半径 R 。测量方法可采用轮廓仪, 也可以在现场用粘土复制缺陷根部模型, 然后直接测量。

② 按下式计算临界曲率半径 $R_{\min}$:

$$R_{\min} = \max\{0.25T_{\min}, 6.4\text{mm}\}$$

③ 检验 R 是否同时满足以下条件:

$$R \geq R_{\min}$$

$$R \geq (T_{\min} - T_{\max})$$

(4) 如果上述条件不能满足, 表明该槽沟缺陷具有尖锐边缘等应力集中形式, 应当按裂纹性缺陷处理。其评价方法可参见有关部门标准, 本标准未涉及其内容。

(5) 如果上述条件满足, 该槽沟缺陷可按体积缺陷处理。其方法为等同视作危险截面, 同样测量其轴向和环向长度, 然后用

本标准第 5.8.5 条的方法评价（注意槽沟缺陷的方向，并取其轴向和环向投影长度为评价数据，见图 3）。

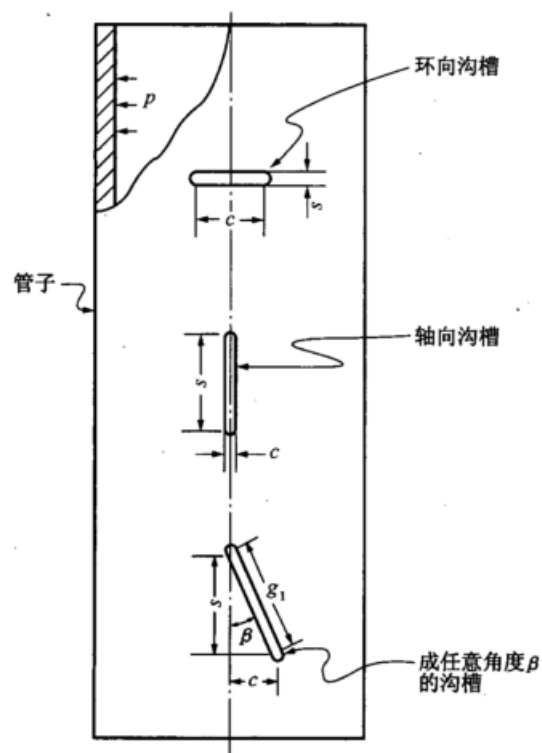


图 3 槽沟腐蚀缺陷的测量图

附录 C 极值统计预测最大壁厚损失

此方法的原理及方法介绍可参阅：

曹楚南．《腐蚀试验数据的统计分析》．北京：化学工业出版社，1996

附录 D 各种记录表格

本附录按正文提出的预评价、间接检测和评价、直接检测和评价等过程中各环节检测的数据建立了本调查表格，目的是将数据收集齐全，以便积累、分析及应用。由于此表格不可能将现场的情况考虑齐全，因此可根据现场情况增加相应的内容和补充。

中华人民共和国
石油天然气行业标准
钢制管道及储罐腐蚀评价标准
埋地钢质管道外腐蚀直接评价
SY/T 0087.1—2006

*

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 3¼印张 86 千字 印 1—3000
2007 年 6 月北京第 1 版 2007 年 6 月北京第 1 次印刷
书号: 155021·6039 定价: 24.00 元
版权专有 不得翻印