ICS 75.200
E 98
备案号：35086—2012

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

P

SY/T 0087.2—2012
代替 SY/T 0087—1995

钢质管道及储罐腐蚀评价标准
埋地钢质管道内腐蚀直接评价

Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment—Internal corrosion direct assessment for buried steel pipeline

2012—01—04 发布　　2012—03—01 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

钢质管道及储罐腐蚀评价标准
埋地钢质管道内腐蚀直接评价

Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment—
Internal corrosion direct assessment for buried steel pipeline

SY/T 0087.2—2012

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

2012 北京

国家能源局

公　　告

2012 年　第 1 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《承压设备无损检测　第 7 部分：目视检测》等 182 项行业标准（见附件），其中能源标准（NB）3 项、电力标准（DL）81 项和石油天然气标准（SY）98 项，现予以发布。

附件：行业标准目录（节选）

国家能源局

二〇一二年一月四日

附件：

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
85	SY/T 0003—2012	石油天然气工程制图标准	SY/T 0003—2003		2012-01-04	2012-03-01
86	SY/T 0037—2012	管道防腐层阴极剥离试验方法	SY/T 0037—1997	ASTM G8：2003，MOD	2012-01-04	2012-03-01
87	SY/T 0072—2012	管道防腐层高温阴极剥离试验方法	SY/T 0072—1993	ASTM G42：2003，MOD	2012-01-04	2012-03-01
88	SY/T 0084—2012	管道防腐层环状弯曲性能试验方法	SY/T 0084—1994	ASTM G70：2007，MOD	2012-01-04	2012-03-01
89	SY/T 0087.2—2012	钢质管道及储罐腐蚀评价标准　埋地钢质管道内腐蚀直接评价	SY/T 0087—1995		2012-01-04	2012-03-01
90	SY/T 0305—2012	滩海管道系统技术规范	SY/T 0305—1996		2012-01-04	2012-03-01
91	SY/T 0531—2012	油田注入水悬浮颗粒测定方法　电阻感应法	SY/T 0531—1994		2012-01-04	2012-03-01
92	SY/T 0532—2012	油田注入水细菌分析方法　绝迹稀释法	SY/T 0532—1993		2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
93	SY/T 0545—2012	原油析蜡热特性参数的测定　差示扫描量热法	SY/T 0545—1995		2012-01-04	2012-03-01
94	SY/T 4095—2012	浅海钢质移动平台结构设计与建造技术规范	SY/T 4095—1995		2012-01-04	2012-03-01
95	SY/T 4108—2012	输油（气）管道同沟敷设光缆（硅芯管）设计及施工规范	SY/T 4108—2005		2012-01-04	2012-03-01
96	SY/T 4120—2012	高含硫化氢气田钢质管道环焊缝射线检测			2012-01-04	2012-03-01
97	SY/T 4121—2012	光纤管道安全预警系统设计及施工规范			2012-01-04	2012-03-01
98	SY/T 4122—2012	油田注水工程施工技术规范			2012-01-04	2012-03-01
99	SY/T 4123—2012	石油天然气钢质管道环向对接接头全自动超声波检测标准			2012-01-04	2012-03-01
100	SY/T 5023—2012	石油钻机用刹车块	SY/T 5023—1994		2012-01-04	2012-03-01
101	SY/T 5040—2012	桩用焊接钢管	SY/T 5040—2000		2012-01-04	2012-03-01
102	SY/T 5056—2012	偏心辊子整形器	SY/T 5056—1993		2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
103	SY/T 5066.2—2012	地层测试用地面控制装置	SY/T 5066.2—1993		2012-01-04	2012-03-01
104	SY/T 5070—2012	钻井、修井用割刀	SY/T 5070—2002		2012-01-04	2012-03-01
105	SY/T 5074—2012	钻井和修井动力钳、吊钳	SY/T 5074—2004		2012-01-04	2012-03-01
106	SY/T 5084—2012	打捞篮	SY/T 5084—1993		2012-01-04	2012-03-01
107	SY/T 5179—2012	石油机械加工劳动定额	SY/T 5179—1993		2012-01-04	2012-03-01
108	SY/T 5200—2012	钻柱转换接头	SY/T 5200—2002		2012-01-04	2012-03-01
109	SY/T 5329—2012	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法	SY/T 5329—1994		2012-01-04	2012-03-01
110	SY/T 5340—2012	砾石充填防砂方法	SY/T 5340—2000 SY/T 5181—2000		2012-01-04	2012-03-01
111	SY/T 5491—2012	石油物探施工工日劳动定额	SY/T 5491—1992		2012-01-04	2012-03-01
112	SY/T 5498—2012	车装钻地震勘探劳动定额	SY/T 5498—2001		2012-01-04	2012-03-01
113	SY/T 5499—2012	人抬钻地震勘探劳动定额	SY/T 5499—2003		2012-01-04	2012-03-01
114	SY/T 5524—2012	石油地震勘探钻机车	SY/T 5524—2004		2012-01-04	2012-03-01
115	SY/T 5547—2012	螺杆钻具使用、维修和管理	SY/T 5547—2000		2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
116	SY/T 5553—2001	钻井工程劳动定额	SY/T 5553—2001		2012-01-04	2012-03-01
117	SY/T 5572—2012	钻井和修井用打捞工具分类与通用技术条件	SY/T 5572—1993		2012-01-04	2012-03-01
118	SY/T 5749—2012	油气田集输工艺安装工程劳动定额	SY/T 5749—2004		2012-01-04	2012-03-01
119	SY/T 5821—2012	碳酸盐岩油藏有机堵剂堵水工艺作法	SY/T 5821—1993		2012-01-04	2012-03-01
120	SY/T 5863—2012	潜油电泵起下作业方法	SY/T 5863—1993		2012-01-04	2012-03-01
121	SY/T 5886—2012	缓速酸性能评价方法	SY/T 5886—1993		2012-01-04	2012-03-01
122	SY/T 5896—2012	采气工程劳动定额	SY/T 5896—2002		2012-01-04	2012-03-01
123	SY/T 5897—2012	输气工程劳动定额	SY/T 5897—2002		2012-01-04	2012-03-01
124	SY/T 5989—2012	直缝电阻焊套管	SY/T 5989—1994		2012-01-04	2012-03-01
125	SY/T 5992—2012	输送钢管静水压爆破试验方法	SY/T 5992—1994		2012-01-04	2012-03-01
126	SY/T 6078—2012	金属立式储罐制作安装工程劳动定额	SY/T 6078—2005		2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
127	SY/T 6079—2012	油气田开采工程劳动定员定额词汇	SY/T 6079—1994		2012-01-04	2012-03-01
128	SY/T 6108—2012	气藏开发动态分析技术规范	SY/T 6108—2004		2012-01-04	2012-03-01
129	SY/T 6115—2012	自循环洗井设备	SY/T 6115—1994		2012-01-04	2012-03-01
130	SY/T 6119—2012	抽油机井工况测试仪	SY/T 6119—1995		2012-01-04	2012-03-01
131	SY/T 6170—2012	气田开发主要生产技术指标及计算方法	SY/T 6170—2005		2012-01-04	2012-03-01
132	SY/T 6176—2012	气藏开发井资料录取技术规范	SY/T 6176—2004		2012-01-04	2012-03-01
133	SY/T 6222—2012	套管外封隔器	SY/T 6222—1996		2012-01-04	2012-03-01
134	SY/T 6270—2012	石油钻采高压管汇的使用、维护、维修与检测	SY/T 6270—1997		2012-01-04	2012-03-01
135	SY/T 6311—2012	注蒸汽采油高温高压三维比例物理模拟实验技术要求	SY/T 6311—1997		2012-01-04	2012-03-01
136	SY/T 6408—2012	钻井和修井井架、底座的检查、维护、修理与使用	SY/T 6408—2004	API RP 4G：2004，MOD	2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
137	SY/T 6477.2—2012	含缺陷油气输送管道剩余强度评价方法　第2部分：裂纹型缺陷			2012-01-04	2012-03-01
138	SY/T 6509—2012	方钻杆	SY/T 6509—2000		2012-01-04	2012-03-01
139	SY/T 6584—2012	车装钻机	SY/T 6584—2003		2012-01-04	2012-03-01
140	SY/T 6586—2012	石油钻机现场安装及检验	SY/T 6586—2003		2012-01-04	2012-03-01
141	SY/T 6623—2012	内覆或衬里耐腐蚀合金复合钢管规范	SY/T 6623—2005	API Spec 5LD：2009，IDT	2012-01-04	2012-03-01
142	SY/T 6627—2012	数字地震仪校准方法	SY/T 6627—2005		2012-01-04	2012-03-01
143	SY/T 6639—2012	检波器测试仪校准方法	SY/T 6639—2005		2012-01-04	2012-03-01
144	SY/T 6640—2012	电子式井下压力计校准方法	SY/T 6640—2005		2012-01-04	2012-03-01
145	SY/T 6661—2012	地震检波器校准方法	SY/T 6661—2006		2012-01-04	2012-03-01
146	SY/T 6725.4—2012	石油钻机用电气设备规范第4部分：辅助用电设备及井场电路			2012-01-04	2012-03-01
147	SY/T 6846—2012	水平井上部注水泥下部筛管完井法			2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
148	SY/T 6847—2012	火成岩压裂技术规范			2012-01-04	2012-03-01
149	SY/T 6848—2012	地下储气库设计规范			2012-01-04	2012-03-01
150	SY/T 6849—2012	滩海漫水路及井场结构设计规范			2012-01-04	2012-03-01
151	SY/T 6850—2012	油气田及管道工程测量质量评定			2012-01-04	2012-03-01
152	SY/T 6851—2012	油田含油污泥处理设计规范			2012-01-04	2012-03-01
153	SY/T 6852—2012	油田采出水生物处理工程设计规范			2012-01-04	2012-03-01
154	SY/T 6853—2012	油气输送管道隧道设计规范			2012-01-04	2012-03-01
155	SY/T 6854—2012	埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准			2012-01-04	2012-03-01
156	SY/T 6855—2012	含 H_2S/CO_2 天然气田集输管网用双金属复合管			2012-01-04	2012-03-01
157	SY/T 6856—2012	石油天然气工业　复合材料内衬钢管		API RP 15CLT：2007，IDT	2012-01-04	2012-03-01

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
158	SY/T 6857.1—2012	石油天然气工业特殊环境用油井管　第1部分：含H_2S油气田环境下碳钢和低合金钢油管和套管选用推荐做法			2012-01-04	2012-03-01
159	SY/T 6857.2—2012	石油天然气工业特殊环境用油井管　第2部分：酸性油气田用钻杆			2012-01-04	2012-03-01
160	SY/T 6858.1—2012	油井管无损检测方法　第1部分：套铣管螺纹漏磁探伤			2012-01-04	2012-03-01
161	SY/T 6858.2—2012	油井管无损检测方法　第2部分：钻杆加厚过渡带漏磁探伤			2012-01-04	2012-03-01
162	SY/T 6859—2012	油气输送管道风险评价导则			2012-01-04	2012-03-01
163	SY/T 6860—2012	石油专用锥度螺纹校对量规校准方法	JJG（石油）51—2000		2012-01-04	2012-03-01
164	SY/T 6861—2012	钻头规校准方法	JJG（石油）38—1994			
165	SY/T 6862—2012	遥控爆炸系统校准方法				

ICDA 评价时，对不能解释的检测结果，宜暂定为评价等级中的“严重”等级。

表 5.3.1 管体金属损失率评价分级

检测方法	轻	中	严重
瞬变电磁检测	平均管壁减薄率 < 5%	平均管壁减薄率 5% – 10%	平均管壁减薄率 > 10%
超声导波检测	管壁横截面积损失率 < 5%	管壁横截面积损失率 5% – 10%	管壁横截面积损失率 > 10%

5.3.2 根据管体金属损失率的分级，结合管道外腐蚀检测及评价结果，识别和分析内腐蚀可能较严重的位置。

5.3.3 如有以前的管道内检测结果，可结合其数据分析内腐蚀较严重的位置，也可使用其他方法，分析内腐蚀可能发生较严重的位置。

5.3.4 如果两次间接检测结果存在明显差异，应采取以下方法处理：

1 应消除检测中的位置误差。

2 如果不能用检测方法、管道特性、介质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。

5.3.5 对比和分析：

应对比分析间接检测及评价与已发生内腐蚀的位置、历史腐蚀状况及预评价结果，如果不一致，宜重新评价 ICDA 方法的可行性，重新划分 ICDA 管段，重新评价每个因素的给定值，也可选用其他管道完整性评价方法。

6 直接检测与评价

6.1 目的和步骤

6.1.1 直接检测与评价的目的：

结合间接检测与评价结果，确定管道内腐蚀发生较严重的点，检测腐蚀状况，进行管体剩余强度的评价。

6.1.2 直接检测与评价的步骤：

1 确定开挖数量及顺序。

2 开挖检测。

3 腐蚀管道剩余强度评价。

4 腐蚀原因分析。

5 间接评价分级准则的修正。

6.2 开挖数量及顺序

6.2.1 每个ICDA管段，当间接检测评价得出“严重”的点少于3个时，应选择1处～2处进行开挖。当间接检测评价得出“严重”的点为3个及以上时，应至少选择其中3个金属损失率较大的点进行开挖检测。如果30%开挖检测点的管道最大腐蚀深度大于50%壁厚，应追加开挖点。

6.2.2 每个ICDA管段，对间接检测评价得出“中”的点，应至少选择1个点进行开挖检测。如果开挖检测的管道最大腐蚀深度大于50%壁厚，应至少追加1个开挖点。

6.2.3 每个ICDA管段，对间接检测评价得出“轻”的点，可选择1个点进行开挖检测。如果开挖检测的管道最大腐蚀深度大于50%壁厚，应至少追加1个开挖点。

6.2.4 宜选择已发生内腐蚀/破裂历史维修的地点进行直接检

测。

6.2.5 管道运行方也可根据自己的判断进行额外点的确认检查。

6.2.6 确定有效性检验的开挖点。

应至少选择1处上次ICDA评价点或类似点进行开挖直接检测。

6.3 直接开挖检测

6.3.1 直接开挖检测时，探坑的开挖、回填、外防腐层检测、腐蚀产物分析及管壁外腐蚀应按现行行业标准《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第5.3.1条的要求进行。

6.3.2 管道内腐蚀状况的测量：

1 可按本标准附录D或本标准第E.3.1条～第E.3.3条的规定检测确定开挖坑内管段腐蚀严重部位。

2 对开挖处的腐蚀严重部位，宜选择2处按本标准第E.3.4条的规定进行管道内壁腐蚀尺寸检测，并确定最大腐蚀深度、最大轴向长度和最大环向长度。

6.3.3 根据本标准表8.2.1对每个ICDA管段的开挖点腐蚀深度进行分级评价。

6.4 腐蚀管道剩余强度评价

6.4.1 根据直接检测结果对管道内壁减薄严重部位进行管道剩余强度评价，为管道运行和维护提供决策依据。

6.4.2 对每个开挖处进行管道剩余强度评价。对管道内腐蚀为主的管段可按本标准附录F或现行行业标准《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048等中规定的方法进行评价，每个ICDA管段评价得出的剩余强度最小值或最严重评价级别为该管段的最终评价结果。

6.4.3 开挖时如发现不在本评价方法范围内的管道外壁腐蚀、

应力腐蚀等其他类型腐蚀缺陷，应采用其他相应的方法评价。

6.5 腐蚀原因分析

6.5.1 根据直接检测与评价结果，结合预评价资料，分析造成管道内腐蚀的主要原因，针对主要原因提出相应的维护建议。

6.6 间接评价分级的修正

6.6.1 如果直接评价结果与间接评价结果不一致，应按本标准第 6.3.3 条的评价结果修正该 ICDA 管段的间接评价分级（见本标准第 5.3.1 条）。

7 后 评 价

7.1 目的及步骤

7.1.1 后评价的目的是确定再评价时间和评价 ICDA 过程的整体有效性。

7.1.2 后评价步骤包括：

1 再评价时间的确定。

2 ICDA 有效性评价。

3 反馈。

7.2 再评价时间的确定

7.2.1 可根据本次调查的管道内腐蚀程度及腐蚀速率、维修程度以及介质腐蚀性等估算再评价时间。

7.2.2 可使用下列方法之一确定管道内壁腐蚀速率：

1 通过一定时间实际测量被评价管段的管道内壁最大腐蚀坑深，计算实际腐蚀速率。

2 按本标准附录 A 的规定调查腐蚀穿孔情况或进行管道内介质腐蚀性挂片试验，计算腐蚀速率。

3 按本标准附录 B 的规定测定管道内腐蚀速率。

4 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。

5 缺乏被评价管道的实际腐蚀速率时，可按管道实际工况条件及现行行业标准《水腐蚀性测试方法》SY/T 0026 等的规定进行实验室模拟腐蚀试验，测试管道腐蚀速率。

7.2.3 管段的剩余寿命评估和再评价时间的确定。

当管道的剩余强度（按本标准附录 F 计算）大于管道实际

运行压力时，可按下列第1款计算其剩余寿命。

1 剩余寿命计算。

管段的剩余寿命应为下列条件之一的较小值：

1）管段达到剩余寿命时，其剩余强度等于实际最大运行的工作压力，可采用迭代方法进行计算。

2）管段达到剩余寿命时，d/t=80%。

管段达到寿命时腐蚀坑最大深度、轴向投影长度和环向投影长度按公式（7.2.3-1）～公式（7.2.3-3）计算：

$$d_f=d+v\cdot T \tag{7.2.3-1}$$

$$L_f=L_m+2v\cdot T \tag{7.2.3-2}$$

$$C_f=C+2v\cdot T \tag{7.2.3-3}$$

式中：d_f——达到剩余寿命时腐蚀坑最大蚀坑深度（mm）；

L_f——达到剩余寿命时腐蚀坑轴向投影长度（mm）；

C_f——达到剩余寿命时腐蚀坑环向投影长度（mm）；

d——实测腐蚀坑最大蚀坑深度（mm）；

L_m——实测腐蚀坑轴向投影长度（mm）；

C——腐蚀坑环向投影长度（mm）；

t——管道公称壁厚（mm）；

v——腐蚀坑最大腐蚀速率（mm/年）；

T——剩余寿命（年）。

2 最长再评价时间应取剩余寿命的一半。

7.3 ICDA有效性评价

7.3.1 应对ICDA有效性进行评价。

7.3.2 可通过直接检测得到的内腐蚀程度与ICDA间接检测确定的腐蚀程度的趋同性确定ICDA的有效性。

7.3.3 按本标准第6.2.6条要求选择的有效性检验的开挖点，确认ICDA的有效性。如果发现与上次ICDA评价结果相吻合，

则表明 ICDA 有效。

7.3.4 跟踪 ICDA 评价的有效性。

按 ICDA 评价结果，采取维修维护措施后，在再评价时间周期内，内腐蚀穿孔次数减少，则表明 ICDA 有效。

7.4 反　　馈

7.4.1 每次 ICDA 评价后，应及时归纳反馈评价中的相关数据和信息，作为本评价结果的改进建议可放入将来的 ICDA 中。反馈的主要内容有：

1　间接检测结果（见本标准第 5.2.1 条）。

2　直接检查中收集的数据（见本标准第 6.3 节）。

3　管道剩余强度评价、腐蚀原因分析（见本标准第 6.4 节、第 6.5 节）。

4　间接评价分级准则的修正（见本标准第 6.6 节）。

5　ICDA 过程及方法有效性的直接检测（见本标准第 7.3.2 条、第 7.3.3 条）。

6　再评价的安排。

8 单项评价指标

8.1 介质腐蚀性评价

8.1.1 介质腐蚀性评价按表 8.1.1 的规定进行评价。

表 8.1.1 介质腐蚀性评价指标

项 目	评价级别			
	低	中	较重	严重
平均腐蚀率（mm/ 年）	< 0.025	⩾ 0.025 ~ < 0.12	⩾ 0.12 ~ < 0.25	⩾ 0.25
点蚀率（mm/ 年）	< 0.13	⩾ 0.13 ~ < 0.20	⩾ 0.20 ~ < 0.38	⩾ 0.38

注：以两项中的最严重结果为准。

8.2 管道金属腐蚀程度评价

8.2.1 管道金属腐蚀程度评价按表 8.2.1 的规定进行。

表 8.2.1 管道金属腐蚀程度评价指标

项 目	轻	中	重	严重	穿孔
最大腐蚀坑深（% 壁厚）	< 10	⩾ 10 ~ < 25	⩾ 25 ~ < 50	⩾ 50 ~ < 80	⩾ 80

9 报　告

9.0.1 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。所有检测、评价报告必须存档。

9.0.2 预评价报告主要内容应包括：

1 按本标准第 4.1 节的规定收集的资料和数据。

2 每个 ICDA 管段的范围及特点。

3 检测方法及选择的仪器。

9.0.3 间接检测及评价报告主要内容应包括：

1 每个 ICDA 管段起点和终点位置。

2 检测时间和天气状况。

3 间接检测数据（见本标准附录 C）。

4 间接评价结果。

9.0.4 直接检测与评价报告主要内容应包括：

1 开挖前后的数据采集，包括直接检测开挖点确定的准则和位置、用以确定其他可能发生腐蚀位置的数据。

2 检测原始数据表（见本标准附录 D、附录 E、附录 G），包括开挖点的管道腐蚀检测数据、管道腐蚀速率的数据等。

3 管道剩余强度评价方法、最大缺陷尺寸、剩余强度评价数据及结果等。

4 腐蚀原因分析。

5 任何选择额外开挖位置的原因记录。

6 管道腐蚀维护建议方案、措施。

9.0.5 后评价的报告内容应包括：

1 确定的腐蚀速率值。

2 再评价时间确定的方法及结果。

3 ICDA 评价方法及结果有效性的评价结论。
4 对 ICDA 间接评价准则的修订结果。
5 反馈。

附录 A　日常管理调查

A.1　方法概述

A.1.1　本方法提供了陆上原油及水介质钢质管道内壁腐蚀与防护日常管理调查的具体内容和要求。

A.2　内容及要求

A.2.1　应记录管道日常运行参数（如温度、压力、流量等）、腐蚀事故及维修情况，并填入本标准附录 F 的表中。

A.2.2　日常调查项目、方法及调查点应符合表 A.2.2 中的要求。根据调查数据分析介质中各项化学成分与介质腐蚀速度沿管线或流程的变化规律，绘制变化曲线图；分析介质腐蚀因素及缓蚀剂的现场应用效果及配伍性。

表 A.2.2　日常调查项目、方法及调查点

序号	调查内容		调查项目	调查方法	调查点
1	管道输送介质成分分析	水介质	溶解氧含量	SY/T 5329	1）联合站内不同污水的来源处； 2）过滤后； 3）注水泵前； 4）配水间出口管线处或注水井口
			二氧化碳含量	SY/T 5329	
			硫化物含量	SY/T 5329	
			悬浮固体含量	SY/T 0531	
			腐生菌（TGB）含量	SY/T 0532	
			硫酸盐还原菌（SRB）含量	SY/T 0532	
			铁离子含量	SY/T 5329	

续表 A.2.2

序号	调查内容		调查项目	调查方法	调查点
1	管道输送介质成分分析	水介质	氯离子含量	SY/T 5523	1）联合站内不同污水的来源处； 2）过滤后； 3）注水泵前； 4）配水间出口管线处或注水井口
			碳酸盐含量	SY/T 5523	
			硫酸根离子含量	SY/T 5523	
			钙、镁离子含量	SY/T 5523	
			pH 值	SY/T 5523	
			总矿化度	SY/T 5523—2006	
		油介质	水含量	GB/T 260	1）油井口； 2）计量站出口； 3）联合站出口
			硫离子含量	GB/T 387	
			盐含量	GB/T 6532	
			酸值	GB/T 264	
2	化学药剂性能及配伍性测试		缓蚀剂性能及配伍性	SY/T 5273	
			杀菌剂性能及配伍性	SY/T 5890	
			阻垢剂性能及配伍性	SY/T 5673	
			除氧剂性能及配伍性	SY/T 5889	
3	介质腐蚀性		挂片法测介质腐蚀性	SY/T 5273	挂片点与相应的介质取样点一致
			瞬时腐蚀速度	线性极化或电阻法等快速方法	
4	现场运行参数		温度	温度计等	在介质取样点处
			压力		
			流速		

续表 A.2.2

序号	调查内容	调查项目	调查方法	调查点
5	管道内防腐层及内腐蚀状况监测	内防腐层检漏	本标准附录 B	
		内防腐层测厚		
		内防腐层黏结性		
		管道内腐蚀状况外观		
		管道内腐蚀深度等		
		腐蚀产物分析		
6	管道腐蚀、穿孔及维修等记录			

A.2.3 管道内介质腐蚀性挂片试验，污水介质中的最短挂片试验周期为 1 个～2 个月，原油介质中的最短挂片试验周期为 4 个～6 个月。管道内介质取样分析点与介质腐蚀性调查挂片点应一致，并应在挂片或取片时进行介质化学成分分析。

A.2.4 必要时，可将介质取样做室内介质腐蚀性更深入地分析。

A.2.5 可按本标准附录 B 的方法进行管道内防腐层及内腐蚀状况的监测。

A.2.6 日常调查宜每半年进行一次评价。

A.2.7 记录调查数据并存档。

附录 B　管道内防腐层保护效果及管道内腐蚀状况现场监测方法

B.0.1　本方法是采用将试验管子短节安装在管道上，并跨接旁通管的办法，在不中断生产的情况下监测管道内防腐层保护效果及内腐蚀状态。

B.0.2　监测装置图按图 B.0.2 的规定。

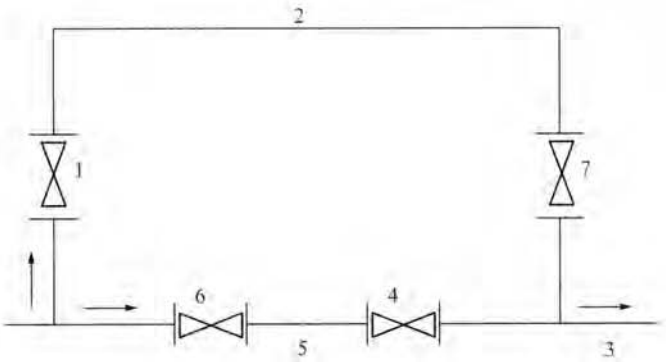


图 B.0.2　监测装置示意图

1、4、6、7—阀门；2—旁通管；3—主管道；5—试验管子短节

B.0.3　试件及仪器：

1　试件管子短节：其直径、壁厚、内防腐层与主管道一致，长度为 5m，两端安装法兰，制备两节。记录试验管子短节编号、内防腐层种类、结构、外观、厚度、针孔、施工工艺等。

2　电火花检漏仪：输出电压大于 900V。

3　防腐层测厚仪：量程：(0 ~ 2) mm，(2 ~ 4) mm，(4 ~ 10) mm；精度：0.01mm。

4　千分表：精度：0.01mm。

5　超声测厚仪：量程：20mm；精度：0.1mm。

B.0.4　试验周期为1年。

B.0.5　试验步骤：

1　按本标准图B.0.2将管子短节、旁通管、阀门等安装在主管道上，其安装工艺要求应与主管道一致。随后测试安装点或其附近点管道内介质化学成分（按本标准表G.0.1-6和表G.0.1-7中规定的测试项目和方法的要求，并记录试验管子短节安装的日期）。

2　按试验周期要求取出管子短节。打开阀门1和7，并闭阀门4和6，卸下试验管子短节5。换上新的管子短节，打开阀门4和6，关闭阀门1和7。

3　在取下的试验管子短节上截取0.5m管段并剖开，按现行行业标准《钢质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中第5.5.1条～第5.5.5条、第5.6.1条～第5.6.4条及本标准附录E的规定对剖开的管段进行检测。记录检测日期，检测点位置，内防腐层外观、厚度、针孔（数量及位置）、黏结力，金属内腐蚀部位、类型、面积，腐蚀产物的分布、厚度、颜色、结构、紧实度、成分，金属腐蚀区域深度和尺寸。

4　按本标准第6.4节的规定对管道内防腐层保护效果及内腐蚀状况进行评价。

B.0.6　试验报告：

1　管线运行资料：包括温度、压力、流速及填加的各种防腐药剂名称等。

2　试验原始记录资料：见本标准第B.0.3条第1款及第B.0.5条第1款。

3　试验结果资料：见本标准第B.0.5条第3款。

4　评价及分析。

附录 C　瞬变电磁检测方法

C.1　方 法 概 述

C.1.1　瞬变电磁检测方法是基于瞬变电磁原理，用不接地回线向金属管道发送一次脉冲磁场，用接收回线测量二次涡流磁场，根据不同规格、材质的管道瞬变衰减特征的差别来检测平均管壁减薄率的一种地面检测手段。

C.1.2　瞬变电磁检测方法适用于单根埋地金属管道或者水平间距大于其 2 倍埋深的平行管道。

C.1.3　检测中应注意瞬变响应值的观测精度、管体电导率和磁导率、电磁干扰程度等因素对检测准确性的影响。

C.2　仪器及要求

C.2.1　瞬变电磁检测方法通常采用的检测系统包括传感器、数据采集器，控制单元三个主要部分。

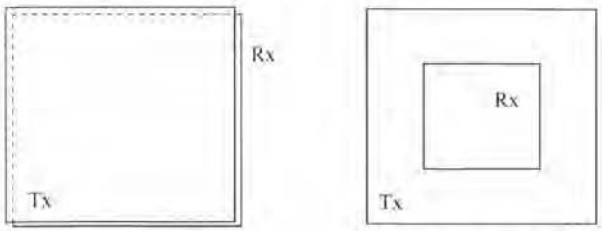
1　传感器包括发射回线和接收回线，用于实现瞬变电磁信号的发射与接收，一般宜采用方形回线，也可采用圆形回线或线圈。

2　数据采集器用于激励、采集、记录瞬变电磁的信号，应使用灵敏度高、抗干扰能力强、性能稳定的脉冲瞬变电磁仪作为数据采集设备。接收机分辨率不大于 1 μV；最小采样间隔为 1 μs；发射机电流测量精度为 ±1%。

3　控制单元用于控制数据采集器和传感器的工作，一般宜具有现场数据收录、信号处理、解释分析以及图示等功能。数据解释也可用采集后处理方式。

C.2.2　瞬变电磁检测方法采用非接触式信号发射（Tx）—接收

(Rx) 方式，可选用重叠回线装置、中心回线装置（见图 C.2.2）或其他形式的装置。



(a)重叠回线装置　　(b)中心回线装置

图 C.2.2　瞬变电磁检测发射（Tx）—接收（Rx）装置示意图

C.3　检 测 步 骤

C.3.1　瞬变电磁检测步骤见图 C.3.1。

C.3.2　确定检测方案：

1　确定检测方案之前，应搜集待检管道的管径、壁厚等相关资料（见本标准表 G.0.1-1），并进行实地调查。

2　每个 ICDA 管段（见本标准第 4.4 节）应至少选择一个管壁厚度已知点作为该段的电磁参数测定点（简称参数点）。同一 ICDA 管段应设置和采用相同的检测参数，应使每次瞬变电磁检测管段长度一致。

3　根据所用仪器的技术性能以及数据处理方式确定数据采集与处理的精度，一般情况下应满足检测误差不超出 ±5% 的要求。存在电磁干扰时，可通过试验确定满足检测精度要求的抗干扰措施与数据采集方式。

4　根据内壁腐蚀影响因素、运行历史、维修记录等资料，分析内腐蚀特征和分布规律，确定检测点间距和加密检测点位置。

1）对于根据管道日常管理调查收集的管道穿孔及泄漏、介质腐蚀性等资料判断可能发生内腐蚀的管段，可按 25m ～ 100m 间距布置测点进行平均管壁厚度检测。

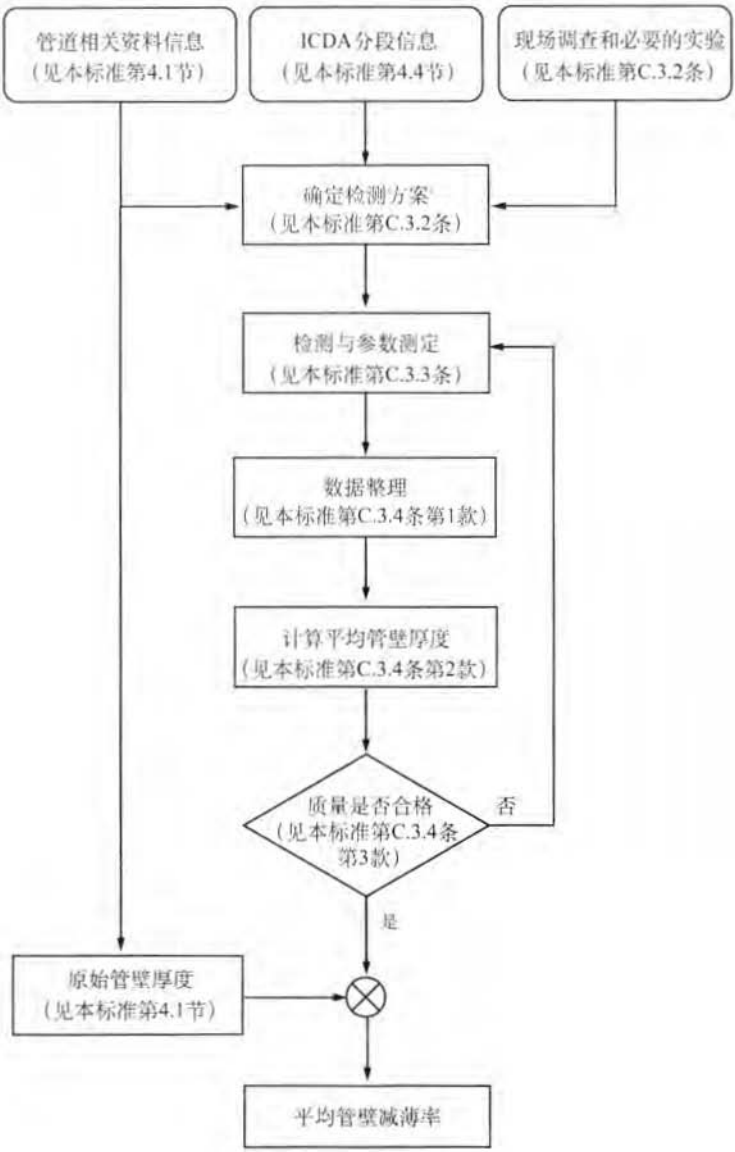


图 C.3.1　瞬变电磁检测步骤示意图

2）对于防腐（保温）层破损、缺陷点及其两侧、阴极保护失效部位、杂散电流干扰显著地段以及怀疑内腐蚀较严重的管段应布置加密检测点。弯头或接头两侧、土壤介质明显变化处、环境因素明显分界处、第三方破坏频发处可适当布置加密检测点。

3）必要时可进行全覆盖（点距不大于被检管道埋深的2倍）检测。

4）可根据管道运行方要求进行抽检。抽检时需考虑检测位置的代表性，根据内腐蚀影响因素、泄漏破裂记录、维修更换记录等资料进行分析，判断内腐蚀可能性较大的管段，检测位置宜布置在内腐蚀可能性较大的管段位置上。

5 瞬变电磁检测方案中应包含测点位置定位测量的内容，重复定位误差应不大于1m。

C.3.3 检测与参数测定：

1 首先使用管线探测仪查明管道路由，布置检测点。检测点应避免布置在靠近强干扰源、强磁场、有金属干扰物的地方。检测点应布置在管道正上方，偏差不应超过管道埋深的10%。测量并记录每个检测点处的管道埋深。检测点布置完成后，确定实施瞬变电磁检测的最大埋深，一般宜以最大埋深为传感器中心至管道轴线的距离。

2 在检测点上安放传感器。传感器中心对正检测点，保持传感器中心至管道轴线的距离与确定的最大埋深一致，并使其平面与管道轴线平行。对于矩形回线，宜使其一组边与管道走向平行。

3 观测前，应首先校对测点号是否正确，做好野外记录。对干扰情况、周围参照物及测点变化情况应详细记录。使用脉冲瞬变电磁仪采集数据时，要按照相应说明书中规定的步骤操作仪器和附属设备。

4 应正确地连接发射机、接收机、发射—接收回线和电

源；每个测点至少应重复测试2次，如果2次测试数据的相对误差小于3%，取其平均值，否则应重新测量。

5 可通过提高信噪比（包括增加激励电流、收—发磁矩，增大迭加次数等手段）的办法抑制电磁干扰。

6 检测中如遇故障，应及时查明原因，并回到已测过的测点上做对比检测，确认正常后方可继续工作。

7 在参数点上用超声测厚仪测取管壁平均厚度时，应使测量点均匀分布在$2h+L$管长范围内（h为传感器中心至管道轴线的距离，L为发射回线边长），且不少于30个。

C.3.4 数据处理及分析：

1 应及时将现场所采集的瞬变电磁数据传送到计算机中整理并保存，内容包括：

1）被检管道的编号及属性（埋深、材质、管径、原始壁厚、输送介质）等。

2）检测时间、检测点号、回线参数、发射频率、发射电流、响应曲线等。

3）检测点GPS记录与/或大地坐标，参数点实测管壁厚度记录等。

4）管道沿线地物、干扰源记录，照片、示意图等。

2 可采用适当的方法或专用软件计算平均管壁厚度，并按公式（C.3.4-1）计算平均管壁减薄率，结果记录于表C.3.4中。

$$\text{平均管壁减薄率}=\frac{\text{原始管壁厚度值}-\text{平均管壁厚度检测值}}{\text{原始管壁厚度值}}\times 100\% \tag{C.3.4-1}$$

3 瞬变电磁检测应进行重复性检测。

1）重复性检测点应均匀分布，对异常点、可疑点等应重点进行重复性检测，重复性检测点数不应低于总检测点数的3%。

表 C.3.4　瞬变电磁检测结果记录

检测站场 / 管道：_____

管径 / 原始壁厚：ϕ _____(mm) /_____(mm)

检测时间：_____年____月____日

序号	ICDA 段号	检测点号	检测点位置		平均管壁厚度 (mm)	平均管壁减薄率 (%)
			纬度	经度		

检测人：_____　　审核人：_____

2）检测误差不应超出 ±5%。超出 ±5% 时，再增加总检测点数的 10% 进行重复性检测，如仍超出 ±5%，则检测结果不可信。检测误差应按公式（C.3.4–2）计算：

$$\varepsilon = \pm\sqrt{\frac{1}{2N}\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{I_i - I_i'}{I_i + I_i'}\right)^2} \times 100\% \qquad \text{(C.3.4–2)}$$

式中：ε——检测误差；

N——参加统计的重复性检测点数；

I_i——第 i 个测点平均管壁厚度原始检测值；

I_i'——第 i 个测点平均管壁厚度重复检测值。

附录 D　超声导波检测方法

D.1　方 法 概 述

D.1.1　超声导波技术是采用传感器探头激发低频超声波，当低频超声波沿管壁传播中遇到焊缝、弯头或缺陷等结构特征时会发生反射并被传感器探头所接收，经过专业软件分析可得到缺陷的定位和严重程度等信息。

D.1.2　超声导波工作原理：

超声导波主机激发出扭转波，其传播主要依赖于声波的频率和材料的厚度。在遇到管道壁厚发生变化的位置，一定比例的能量会被反射回探头，直到能量消耗完毕。当遇到管道的特征时（如环焊缝、金属损失处），如果这些特征在管道周向是对称的，反射波的波峰被均匀地反射回来产生对称的反射信号，显示为黑色曲线（见图 D.1.2-1）。如果这些特征是不对称的，如局部存在腐蚀等，由于入射声波的反射发生了模式转换，在产生对称信号的同时还会产生不对称的信号，显示为红色曲线。

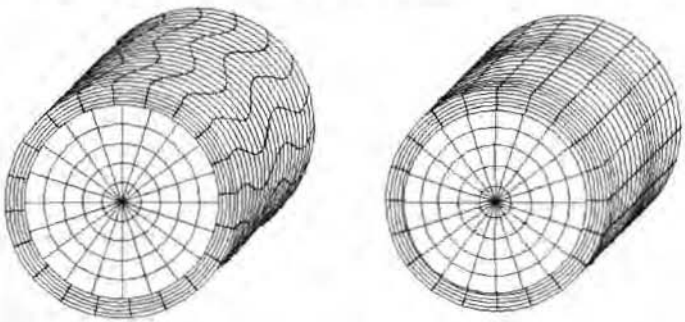


图 D.1.2-1　超声导波工作原理图

在进行数据分析时，只需要根据某特征处黑色与红色信号强度的比例，以及在不同频率、带宽、声波信号的特点，就可分析出该特征的性质、严重程度等信息（见图 D.1.2-2）。在管道环向上超声导波探头均匀排列，使得声波沿管道轴向对称传播，整个管道壁被声波的运动所激励，从而实现对整个管体的 100% 检测。

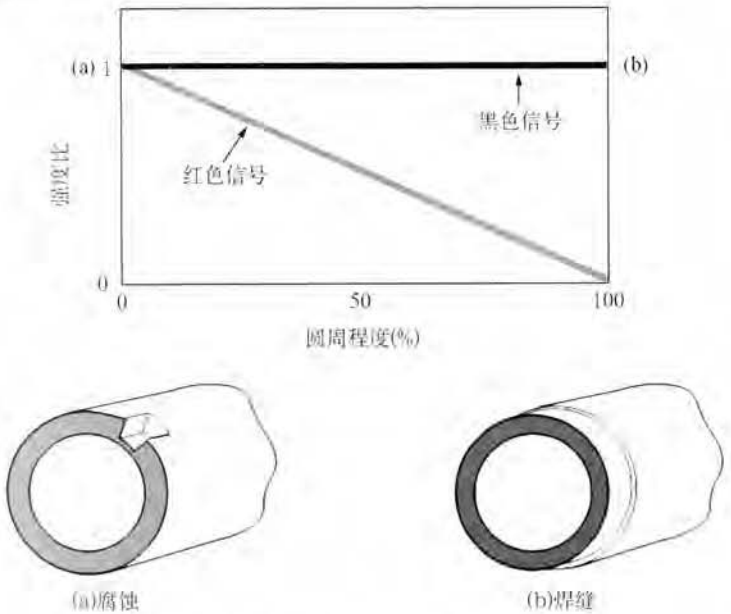


图 D.1.2-2　超声导波数据分析示意图

D.2　超声导波检测布点

D.2.1　应按本标准第 6.2 节要求确定的直接检测探坑为超声导波检测点，也可根据管道运行方要求选点检测。

D.2.2　按图 D.2.2-1 要求在探坑管段两端合适的位置放置超声导波传感器探头环，进行管道腐蚀状况的检测，记录管道结构特征（法兰、焊缝、支管、弯头等）的位置（见图 D.2.2-2）。

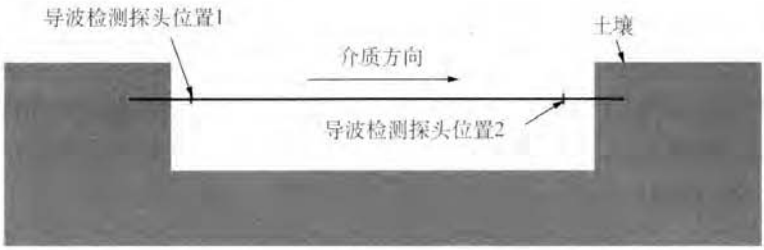


图 D.2.2-1　超声导波探坑内检测示意图

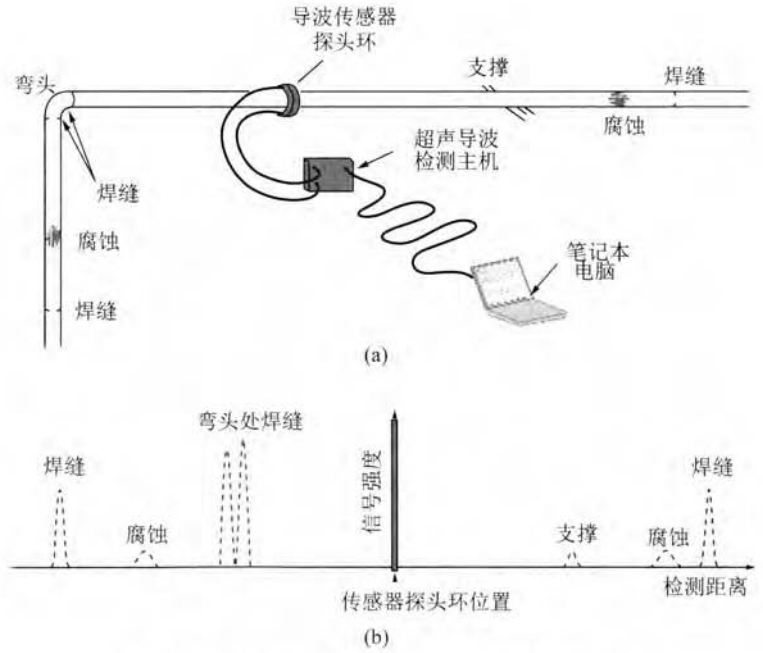


图 D.2.2-2　超声导波检测管道结构特征示意图

D.3 仪器和要求

D.3.1 超声导波检测的主要设备有超声导波检测系统、电缆、传感器探头、测厚仪等。

D.3.2 超声导波检测系统由三个主要部分组成：传感器探头、超声导波检测主机和笔记本电脑。其传感器探头应是适用于钢质管道检测的特殊探头，所有超声导波信号的激发和接收都在超声导波检测主机中自动进行，电能应由低电压可充电电池提供，并通过USB接口连接到个人电脑。仪器控制、信号处理和报告完成都由相关软件来进行，应具有快捷的检测模式、连续的动态扫频、聚焦增强等功能。

D.3.3 检测适用范围：

管道材质：各类钢质管材。

管道振动：管道振动频率不大于35kHz。

管径范围：管径大于或等于50mm。

操作空间：管道环向应具有200mm空间，以便传感器环顺利安装在管道上。

D.3.4 设备要求：

缺陷轴向定位精度：±100mm。

缺陷环向定位精度：±22°。

管壁横截面损失量的检出灵敏度：≥3%。

D.4 检测步骤

D.4.1 检测流程见图D.4.1。

D.4.2 检测准备：

1 现场调查：

从预评价（见本标准第4章）中收集检测管段的相关资料，即管道材质、规格（管径与壁厚）以及焊缝类型、防腐（保温）层结构和腐蚀控制措施、埋设年份和路由环境、运行和维修历史等情况，并进行现场调查，编制现场检测方案及流程。

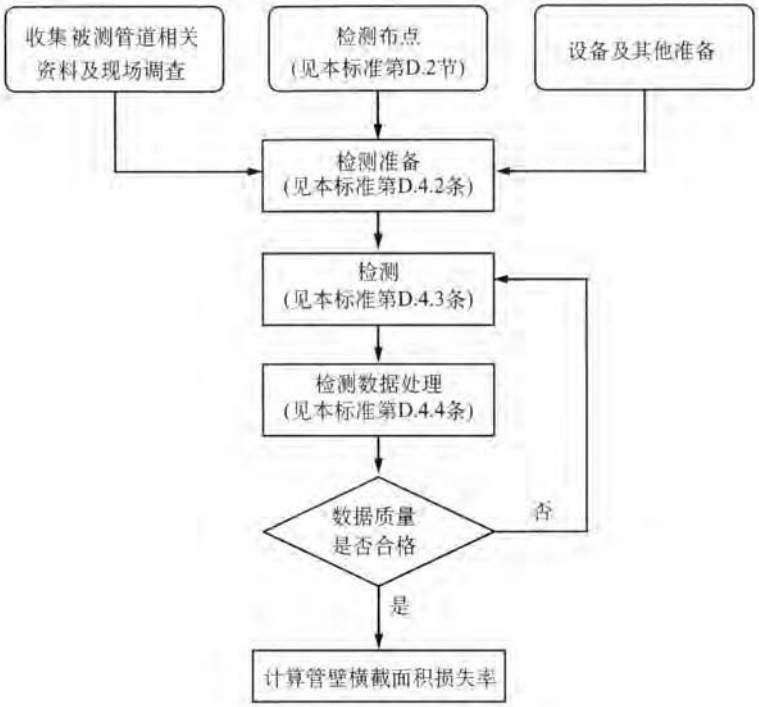


图 D.4.1　超声导波检测流程图

2　设备准备：

检测前应对主机、电缆、传感器探头、笔记本电脑、测厚仪等检测及辅助设备和工具进行测试前检查，确保所有设备处于完好工况，符合检测要求。检查内容包括：

1）对主机进行系统检查，包括系统状况和机器电量。

2）对电缆进行检查。

3）对所选传感器进行探头安装，并进行状态检查。

4）对笔记本电脑进行检查，包括软件和系统电量，使笔记本电脑与主机进行连接，并进行软件测试和模拟检查。

5）对测厚仪及其他辅助设备和工具进行检查，确保其处

于完好工况条件。

3 其他准备：

准备好“超声导波检测记录表”（见表 D.4.2-1）、“管道缺陷记录表”（见表 D.4.2-2）和相关记录工具（照相机、信号笔等），根据现场情况画好管道示意简图，对检测进行记录。

表 D.4.2-1 超声导波检测记录表

检测编号	文件名称	管道特征描述	位置代码	相关信息	检测日期

检测站场 / 管道：_____

检测人：_____ 审核人：_____

表 D.4.2-2 管道缺陷记录表

序号	对应管道及文件名称	缺陷特征及位置描述	检测日期

检测站场 / 管道：_____

检测人：_____ 审核人：_____

D.4.3 检测：

1 被测管段的开挖：

对确定的被测管段测试点进行开挖，使管底露出，以便检测。开挖段深度须深于管底 20cm，开挖段长度宽度均应不小于 1m，适宜人员现场操作。

2 探头安装处管道防腐层剥离：

应将探头安装处的防腐层进行去除，去除宽度应为 20cm ~ 30cm。

3 超声导波探头安放：

按照被检测管道的管径选取合适的超声导波探头，将其安

放在剥除防腐层的管道位置上，用连接线将探头和导波主机连接好。对埋地管道检测应在探坑内两侧分别进行测试，以消除测试盲区。

4　超声导波检测：

应按本标准图 D.2.2-1 要求安装探头，并进行超声导波检测，记录管道结构特征、管道腐蚀状况、管道壁厚等信息，完整记录检测结果以供计算机分析、评价使用。

5　数据质量判断：

检测人员应在现场分析判断数据质量，如果不合格应重新进行数据采集。

6　超声波验证：

应使用超声波测厚仪或者其他检测手段对腐蚀和异常信号的位置进行检测验证，以供评价使用。

7　现场记录：

填写表 D.4.2-1 和表 D.4.2-2。

D.4.4　数据处理：

根据所采集数据和现场分析、验证，详细分析后提交完整的检测报告。

D.4.5　检测现场恢复：

对检测现场进行恢复，包括防腐层恢复、开挖段土方回填等。

附录 E　管道内腐蚀深度和面积测量方法（截面 / 网格法）

E.1　方 法 概 述

E.1.1　本方法是测量探坑内埋地管段腐蚀状况的方法。该方法是在被测管段上均布测量截面，在每个截面上布设测点，采用超声波测厚仪进行测量，选取其中腐蚀较严重点，进行该腐蚀严重点的深度和尺寸的网格测量，测量数据用于腐蚀管道剩余强度的评价。

E.2　仪器及要求

E.2.1　采用超声波测厚仪对管道壁厚进行测量。

E.2.2　超声波测厚仪的探头直径应不大于 5mm，测量精度不大于 0.1mm，测厚仪宜带耦合正常指示。

E.3　测 量 步 骤

E.3.1　截面测量：

根据现场管道腐蚀状况，探坑管段截面间距宜不大于 200mm，每个截面应布设不低于 6 个测点，测点的分布应根据现场腐蚀状况及运行管理人员经验进行不均匀布点或均匀布点。不均匀布点的方式可为：面向介质流动方向，从管顶（12 点钟）开始逆时针顺序布置 6 个测点，测点所处位置为 12 点、9 点、7 点半、6 点、4 点半、3 点，如图 E.3.1 所示。

E.3.2　采用超声波测厚仪对每个截面上的 6 个点进行超声波测厚。

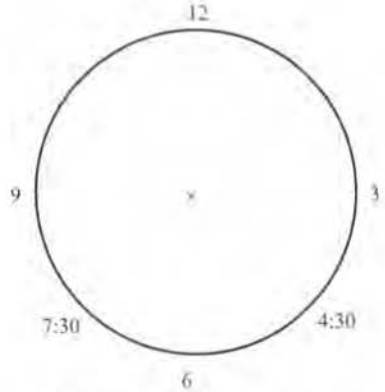


图 E.3.1　超声波测厚布置图

E.3.3　根据各截面测点的测量结果，筛选出不少于 2 个腐蚀较严重的点进行网格法测量。

E.3.4　网格测量：

1　单个腐蚀缺陷的网格测量：

以管体腐蚀较严重的点作为中心点，在中心点上、下、左、右各画不少于 5 条的经纬线组成网格线，网格线间距不大于 10mm。用超声波测厚仪测量每个交点的管道剩余壁厚，测量数据按表 E.3.4 进行记录，筛选确定该网格区域最小的剩余壁厚。

2　多个腐蚀缺陷的网格测量：

1）如果腐蚀区域轴向边缘距网格边缘不足 25mm，应在网格边缘继续加画环向网格线并测量，直至距离网格边缘 25mm 内没有腐蚀缺陷为止。

2）如果腐蚀区域边缘环向距网格边缘不足 6 倍壁厚，应在网格区域边缘继续加画轴向网格线并测量，直至距离网格边缘超过 6 倍壁厚内没有腐蚀缺陷为止。

E.3.5　腐蚀区域深度和尺寸的确定：

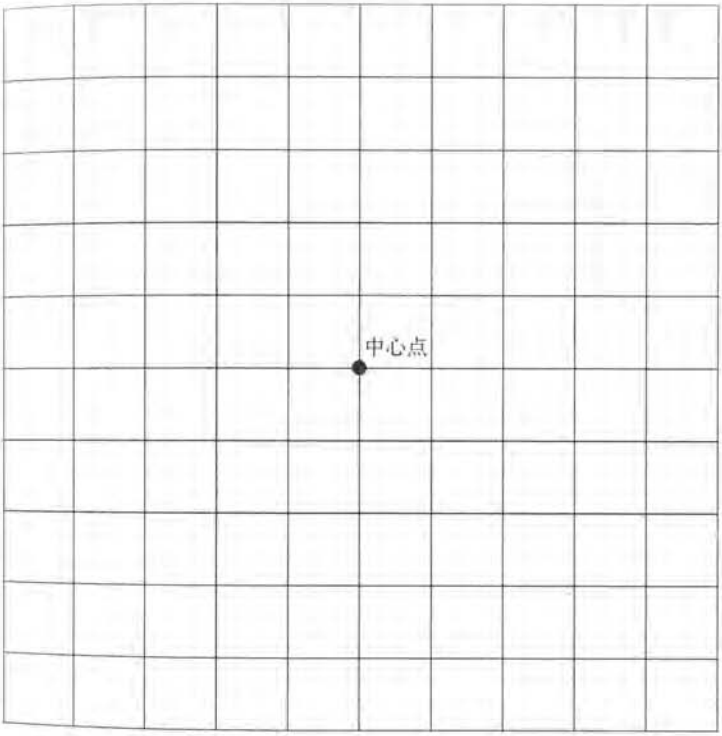
1　最大腐蚀区域深度的确定：

以该管段截面测点测量的最大值并圆整作为原始壁厚，用原始壁厚减去最小的剩余壁厚，即为该网格区域的最大腐蚀区

域深度。

表 E.3.4　超声波测厚加密网格线记录表

（网格间距：　　mm）



壁厚：_____mm；　T_{min}：_____mm

2　腐蚀区域尺寸的确定：

1）以原始壁厚乘以 90% 或减去 1mm 的最大值作为腐蚀边缘壁厚值的基准，精确到 0.1mm，以此确定内腐蚀区域。采用插值法在网格线记录表上绘制腐蚀区域形状，缺陷尺寸用腐蚀截面最大轴向和环向长度表示。

2）腐蚀区域尺寸：

单个腐蚀缺陷：用直尺在网格线记录表上测量腐蚀区域沿

管道轴向和环向的最大长度，误差不超过 1mm。

多个腐蚀缺陷：相邻区域边缘轴向间距小于 25mm 时，应视为同一缺陷。最大长度为相邻腐蚀缺陷轴向长度与间距长度之和。

相邻区域边缘环向间距小于 6 倍壁厚时，应视为同一缺陷。最大长度为相邻腐蚀缺陷环向长度与间距长度之和。

E.3.6 测量注意事项：

1 测量厚度时应注意观察耦合正常指示，以获得正确读数。

2 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。

3 对于输送温度高于 50℃的管道，宜采用高黏度的高温型耦合剂来提高测试精度。

E.3.7 数据处理：

1 取值方法：为避免偶然误差，截面法的每个测点在同一位置重复测量 3 ～ 5 次，然后取平均值作为测试结果。测试结果保留至小数点后两位。

2 取值要求：按不同评价方法的要求，对数据进行四舍五入处理后用于评价。

附录 F　钢质管道管体腐蚀损伤评价方法

F.1　方 法 概 述

F.1.1　本方法适用于带有外形较平滑，低应力集中的内外腐蚀损伤的普通碳钢和低合金钢管道的评价。本方法只适用于管道承受内压的情况，当管道存在较大附加应力时，则应另行考虑。本方法不适用于焊缝及热影响区存在较严重缺陷钢管的评价。

F.1.2　采用本方法进行管体腐蚀损伤评价的人员，应具备管道工作原理、管道安全、材料腐蚀及力学性能基础、现场腐蚀状态的辨识与测量、计算机应用等知识和能力。

F.2　评价准备及测量

F.2.1　评价前原始资料的准备：

可从预评价（见本标准第 4 章）中收集资料，资料应包括下列各项：

1　管径、壁厚、材质。

2　管输介质、工作压力、温度及最近一次试压情况。

3　腐蚀环境及防护情况。

4　管道运行历史，如管道使用年限、泄漏历史、较大的维护维修工程等。

F.2.2　管道内腐蚀区域测量：按本标准附录 E 的规定。

F.3　管体腐蚀损伤尺寸评定

F.3.1　按蚀坑相对深度评定：

1　蚀坑相对深度按公式（F.3.1）计算：

$$A=\frac{d}{t}\times 100\% \tag{F.3.1}$$

式中：A——蚀坑相对深度（用百分数表示）；

d——实测腐蚀坑最大深度（mm）；

t——管道公称壁厚（mm）。

2 如果 $A \leqslant 10\%$，属第一类腐蚀。

3 如果 $A \geqslant 80\%$，属第五类腐蚀。

4 如果 $10\% < A < 80\%$，按本标准第 F.3.2 条和第 F.4.2 条评定。

F.3.2 按腐蚀轴向长度评定：

1 最大允许轴向长度按公式（F.3.2-1）计算：

$$L = 1.12B\sqrt{D \cdot t} \qquad \text{(F.3.2-1)}$$

式中：L——最大允许轴向长度（mm）；

D——管道公称外径（mm）；

B——系数。

当 $10\% < A \leqslant 17.5\%$ 时，B=4.0。

当 $A > 17.5\%$ 时：

$$B = \sqrt{\left(\frac{A}{1.1A - 0.15}\right)^2 - 1} \qquad \text{(F.3.2-2)}$$

2 当计算的 L 值大于实测腐蚀坑轴向投影长度 L_m（如图 F.3.2 所示）时，属第二类腐蚀；当 L 小于或等于 L_m 时，按本标准第 F.4.3 条评定。

3 当相邻蚀坑轴向间距小于 25mm 时，应视为同一腐蚀坑，即腐蚀坑长度为相邻腐蚀坑长度与未腐蚀区长度之和。

F.4 腐蚀管道安全工作压力估算和评定

F.4.1 腐蚀管道失效压力的计算：

当 L 小于或等于 L_m 时，需分别采用算法一和算法二计算腐蚀管道的失效压力，取两种算法中的最小值作为最终失效压力。

1 算法一：

单个缺陷的腐蚀管道失效压力的计算公式为：

$$p_s = 2.2\sigma_s \frac{t}{D}\left[\frac{1-0.85(d/t)}{1-0.85(d/t)/M}\right] \qquad \text{(F.4.1-1)}$$

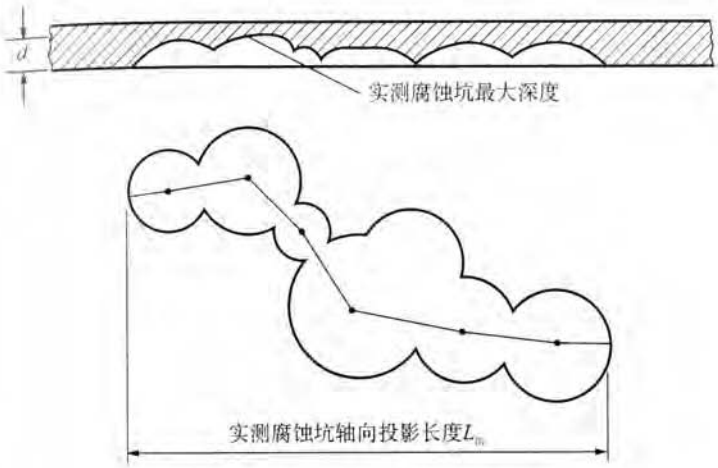


图 F.3.2　腐蚀坑实测参数示意图

当 $L_m \leqslant \sqrt{50D \cdot t}$ 时：

$$M = \left[1 + 0.6275\left(\frac{L_m}{\sqrt{D \cdot t}}\right)^2 - 0.003375\left(\frac{L_m}{\sqrt{D \cdot t}}\right)^4\right]^{1/2} \qquad \text{(F.4.1-2)}$$

当 $L_m > \sqrt{50D \cdot t}$ 时：

$$M = 0.032\left(\frac{L_m}{\sqrt{D \cdot t}}\right)^2 + 3.3 \qquad \text{(F.4.1-3)}$$

式中：p_s——腐蚀管道失效压力（MPa）；

M——管道鼓胀系数；

σ_s——规定最小屈服强度（MPa）；

D——管道公称外径（mm）；

t——管道公称壁厚（mm）；

L_m——实测腐蚀坑轴向投影长度（mm）。

2 算法二：

1）采用算法二时，单个缺陷的腐蚀管道失效压力按公式（F.4.1-4）和公式（F.4.1-5）计算。

$$p_{1c}=\frac{4t\cdot\sigma_s}{\pi\cdot D\cdot M_f}\cos^{-1}\left[\exp\left(-\frac{\pi\cdot E\cdot\delta_c}{8\sigma_s\cdot a}\right)\right] \qquad (F.4.1-4)$$

$$p_{2c}=\frac{8t\cdot\sigma_s}{\pi\cdot D\cdot M_f}\cos^{-1}\left[\exp\left(-\frac{\pi\cdot E\cdot\delta_c}{8\sigma_s\cdot a}\right)\right] \qquad (F.4.1-5)$$

式中：p_{1c}——按腐蚀坑轴向长度计算的管道失效压力（MPa）；

p_{2c}——按腐蚀坑环向投影长度 C 计算的管道失效压力（MPa）；只有满足下列条件之一时才计算 p_{2c}：$20\%<A\leqslant 50\%$，且 $C>\pi D/3$；或 $50\%<A\leqslant 60\%$，且 $C>\pi D/6$；或 $60\%<A<80\%$，且 $C>\pi D/12$；

σ_s——最小规定屈服强度（MPa）；

E——材料的弹性模量（MPa）；

δ_c——材料的 COD 值（mm）；

M_f——基于断裂力学计算的管道鼓胀系数；

a——腐蚀区域的当量半裂纹长度（mm）；

2）当量半裂纹长度的计算方法：

采用算法二按公式（F.4.1-4）和公式（F.4.1-5）计算失效压力时，需按公式（F.4.1-6）计算当量裂纹长度。

$$a=\frac{S}{2t} \qquad (F.4.1-6)$$

其中，S 为腐蚀坑截面积，由多项面积叠加法计算。

——当按公式（F.4.1-4）计算失效压力 p_{1c} 时，多项面积叠加法为：

若 $L_m\leqslant 1.2\sqrt{D\cdot t}$，则：

$$S=\frac{2}{3}d\cdot L_m \qquad \text{(F.4.1-7)}$$

若 $1.2\sqrt{D\cdot t}<L_m\leqslant\sqrt{50D\cdot t}$，则：

$$S=0.8d\sqrt{D\cdot t}+0.25d\left(L_m-1.2\sqrt{D\cdot t}\right) \qquad \text{(F.4.1-8)}$$

若 $L_m>\sqrt{50D\cdot t}$，则：

$$S=0.8d\sqrt{D\cdot t}+0.25d\left(\sqrt{50D\cdot t}-1.2\sqrt{D\cdot t}\right)+0.125d(L_m-\sqrt{50D\cdot t}) \qquad \text{(F.4.1-9)}$$

——当按公式（F.4.1-5）计算失效压力 p_{2c} 时，公式（F.4.1-7）、公式（F.4.1-8）和公式（F.4.1-9）中的 L_m 用腐蚀坑环向投影长度取代。腐蚀坑环向投影长度按腐蚀坑在管道外壁沿圆周方向的最大投影弧长计算，当相邻蚀坑环向间距小于 $6t$ 时，应视为同一腐蚀坑。

3）基于算法二的管道鼓胀系数 M_f 的确定。

——当采用公式（F.4.1-4）计算时，若 $L_m>D$，则：

$$M_f=\sqrt{1+3.22\left(\frac{a^2}{D\cdot t}\right)} \qquad \text{(F.4.1-10)}$$

若 $L_m\leqslant D$，则：

$$M_f=\sqrt{1+2.51\left(\frac{a^2}{D\cdot t}\right)-0.054\left(\frac{a^2}{D\cdot t}\right)^2} \qquad \text{(F.4.1-11)}$$

——当采用公式（F.4.1-5）计算时：

$$M_f=\sqrt{1+0.64\left(\frac{a^2}{D\cdot t}\right)} \qquad \text{(F.4.1-12)}$$

4）公式（F.4.1-4）和公式（F.4.1-5）中所涉及的材料

力学性能应以使用后发生强度退化的材料测定，其检测方法如下：

——S_y、E 值按现行国家标准《金属材料　拉伸试验　第1部分：室温试验方法》GB/T 228.1的规定测定。

——COD值按现行国家标准《金属材料　准静态断裂韧度的统一试验方法》GB/T 21143的规定测定。

——对于难以测定的COD值，可采用J积分换算，J积分按现行国家标准《金属材料　准静态断裂韧度的统一试验方法》GB/T 21143的规定测定；对于难以确定力学性能的材料，可取原始母材相应值的80%计算。

F.4.2 腐蚀管道安全工作压力估算：

1　腐蚀管道所能承受的最小失效压力 p_d 由公式（F.4.2-1）计算：

$$p_d = 2.2\sigma_s(t-d)/D \qquad \text{(F.4.2-1)}$$

由公式（F.4.1-1）、公式（F.4.1-4）、公式（F.4.1-5）计算的失效压力不应低于 p_d。

当 $p_s < p_d$ 时，p_s 取 p_d 值。

当 $p_{1c} < p_d$ 时，p_{1c} 取 p_d 值。

当 $p_{2c} < p_d$ 时，p_{2c} 取 p_d 值。

2　腐蚀管道的安全工作压力由公式（F.4.2-2）和公式（F.4.2-3）确定。

$$p_f = \min\ (p_s,\ p_{1c},\ p_{2c}) \qquad \text{(F.4.2-2)}$$

$$p_{sw} = p_f/F \qquad \text{(F.4.2-3)}$$

式中：p_{sw}——腐蚀管道的安全工作压力（MPa）；

F——管道安全系数，应大于1.25，一般取1.39；

p_f——按半经验断裂力学和断裂力学计算失效压力的最小值。

F.4.3 当 L 小于或等于 L_m 时腐蚀损伤类别的评定：

1 若 $p_{sw} > p$（p 为管道实际运行压力），属第三类。

2 若 $p_{sw} \leqslant p$，属第四类。

F.5 管体腐蚀损伤评定类别划分和建议

F.5.1 按表 F.5.1 的规定，按管道继续适用能力进行管体腐蚀损伤评定。

表 F.5.1 管体腐蚀损伤评定类别划分表

腐蚀损伤类别	条 件	评定和建议
第一类	$A \leqslant 10\%$	留用
第二类	$10\% < A < 80\%$，且 $L > L_m$	计划维修
第三类	$10\% < A < 80\%$，且 $L \leqslant L_m$，且 $p_{sw} > p$	监控，计划维修
第四类	$10\% < A < 80\%$，且 $L \leqslant L_m$，且 $p_{sw} \leqslant p$	降压运行或修复
第五类	$A \geqslant 80\%$	立即修复或更换

注："留用"的准则只以管道在承受内压时保持结构完整性为依据。

F.5.2 可采用本附录编制的计算机软件（EDCP）进行计算和评定。

附录 G　预评价记录表

G.0.1　预评价记录表见表 G.0.1-1 ~表 G.0.1-8。

表 G.0.1-1　预评价管道原始特性表

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）	管型[1]	连接方式	变径位置	分支点位置	管道走向图及高程曲线图[2]

[1] 管型：指螺旋焊缝管、直缝管、无缝管等类别。

[2] 管道走向图及高程曲线图：只填有无。

表 G.0.1-2　预评价管道运行参数表

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（MPa）	设计输量（t/年）	运行输量（t/年）	运行温度（℃）	流速（m/s）	含水量（%）	固体含量（%）

表 G.0.1-3　预评价内防腐层概况表

调查日期：　　管理部门：　　调查人：

管段名称	管段长度	防腐层名称	结构	厚度（mm）	施工工艺	补口		
						材料	结构及厚度（mm）	施工工艺

表 G.0.1-4　预评价管道施工概况表

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[1]

[1] 试压情况：应注明介质、压力和结果。

表 G.0.1-5　预评价管道加注化学药剂概况表

调查日期：　　管理部门：　　调查人：

管段名称	管段长度	药剂种类	药剂型号	加注方式	加注位置	药剂浓度（%）	介质浓度（mg/L）	有效成分含量（%）

表 G.0.1-6　管道水介质成分及瞬时腐蚀速度测试记录表

序号	取样位置	O_2 (mg/L)	CO_2 (mg/L)	硫化物 (mg/L)	悬浮固体 (mg/L)	TGB (个/mL)	SRB (个/mL)	铁离子 (mg/L)	氯离子 (mg/L)	硫酸根离子 (mg/L)	钙、镁离子 (mg/L)	pH值	总矿化度
结垢倾向		瞬时腐蚀速度 (mm/年)					备注						

表 G.0.1-7　管道油介质成分及瞬时腐蚀速度测试记录表

序号	取样位置	水含量（质量分数）(%)	硫离子含量（质量分数）(%)	盐含量（质量分数）(%)	酸值	瞬时腐蚀速度 (mm/年)

表 G.0.1-8　管道腐蚀泄漏事故及维修记录表

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[1]原因	介质泄漏量	维修			维修后防腐（保温）层			
					日期	方式	单位	种类	结构	厚度 (mm)	针孔 (个/m^2)

[1]指是内腐蚀造成的事故，还是外腐蚀引起的事故。

标准用词说明

执行本标准条文时，要求严格程度的用词说明如下。

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”。

引用标准名录

《金属材料　拉伸试验　第1部分：室温试验方法》GB/T 228.1

《石油产品水分测定法》GB/T 260

《石油产品酸值测定法》GB/T 264

《深色石油产品硫含量测定法（管式炉法）》GB/T 387

《原油及其产品的盐含量测定法》GB/T 6532

《金属材料　准静态断裂韧度的统一试验方法》GB/T 21143

《水腐蚀性测试方法》SY/T 0026—1999

《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

《油田注入水悬浮颗粒测定法　电阻感应法》SY/T 0531

《油田注入水细菌分析法　绝迹稀释法》SY/T 0532

《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法》SY/T 5273

《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T 5329

《油田水分析法》SY/T 5523—2006

《油田用防垢剂性能评定方法》SY/T 5673

《除氧剂性能评价方法》SY/T 5889

《杀菌剂性能评价方法》SY/T 5890

《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048—2003

附件

钢质管道及储罐腐蚀评价标准
埋地钢质管道内腐蚀直接评价

条 文 说 明

修 订 说 明

本标准是根据国能科技（2010）320号、油标委字（2010）16号文《关于下达〈2010年行业标准项目制修订计划〉的通知》的任务，由主编单位会同参编单位共同编制而成。

本次修订及标准研究中广泛征求设计、施工、运行管理、科研院所等单位的意见，总结了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科技管理部科研项目《管道内腐蚀直接评价技术研究》的研究成果，开展了现场应用验证，将我国应用实际与国外的腐蚀直接评价技术思路相结合，在检测技术、评价技术方面均形成了先进实用的新技术。使修订后的标准在技术的先进性、可靠性和可操作性方面均有所提高。本研究成果已由中国石油规划总院申报了发明专利，专利号为201110020215.6。专利申报单位同意将此专利技术形成标准，免费应用。

本标准在检测及评价技术方面有了重大修改。

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，本标准修订组根据中华人民共和国住房和城乡建设部《工程建设标准编写规定》有关编制标准条文说明的规定，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规划总院（地址：北京海淀区志新西路3号，邮编：100083），以便以后的修订工作。

目　次

1　总则 …… 56
3　基本规定 …… 57
4　预评价 …… 58
4.1　资料及数据收集 …… 58
4.4　ICDA 管段划分 …… 58
5　间接检测与评价 …… 59
5.3　间接评价 …… 59
6　直接检测与评价 …… 60
6.2　开挖数量及顺序 …… 60
6.4　腐蚀管道剩余强度评价 …… 60
7　后评价 …… 61
7.2　再评价时间的确定 …… 61
7.3　ICDA 有效性评价 …… 61
7.4　反馈 …… 61
附录 C　瞬变电磁检测方法 …… 62
附录 D　超声导波检测方法 …… 67
附录 E　管道内腐蚀深度和面积测量方法
（截面 / 网格法） …… 69
附录 F　钢质管道管体腐蚀损伤评价方法 …… 71

1 总　则

1.0.2 本条说明了本标准制定的适用范围。本标准主要针对管道内壁以时间依赖性的腐蚀危险，检测评价以体积型缺陷为主（包括部分槽沟型缺陷）的失效类型，不包括裂纹型腐蚀缺陷、管道内外重叠腐蚀体积型等缺陷。

本标准适用于埋地石油液体管道（如含水油管道、污水管道、注水管道、成品油管道等）的内腐蚀直接评价，不适用于气管道的内腐蚀直接评价。

3 基本规定

3.0.1 为准确和正确应用本标准，本标准应整体使用。局部使用可能产生误解和误用。

3.0.6 对调查管段如果在预评价的相关资料收集中发现或怀疑有管道外壁腐蚀存在，应按现行行业标准《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 中的预评价、间接检测和评价、直接检测和评、后评价的有关规定进行各阶段的检测及评价，以区别进行各类腐蚀的检测及评价，也有利于内腐蚀的间接检测、直接检测的进行及内腐蚀位置的确定。

4 预 评 价

4.1 资料及数据收集

4.1.8 “当难以收集本标准第 4.1.1 条～第 4.1.6 条中的某个相关数据，可根据运行方提供的信息进行保守假设”，是指按现场最严重的情况进行假设，以便进行下步检测及评价。

4.4 ICDA 管段划分

4.4.1 划分 ICDA 管段的目的是将管道具有相似流体特征、流动特征、管道内防护措施等因素的管段进行区分，以便各阶段的检测及评价的开展，也是进行不同维护及维修措施的基本管段单元。ICDA 管段划分点需充分考虑被检测评价管段的历史运行工况及目前运行工况，以便对 ICDA 管段划分点有更全面地分析和判断。

5 间接检测与评价

5.3 间 接 评 价

表 5.3.1 给出了间接评价的准则，该准则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，使其更符合评价管段的实际。初次应用 ICDA 间接检测时，对不能确定其腐蚀程度的数据，宜评价为严重等级。

5.3.4 本条提出了对两种间接检测方法的检测结果存在差异的解决方法。一般在腐蚀严重的管段可采用两种间接检测方法进行检测，两种检测方法存在误差时可用第 3 种方法进行验证，或以开挖结果进行分析。

6 直接检测与评价

6.2 开挖数量及顺序

6.2.1 ~ 6.2.3 按间接检测的结果，重点选择评价严重等级的点；同时包括间接检测的其他级别的点，以便验证间接评价的结果。

6.2.5 本条是指管道运行方可根据管线运行反应的腐蚀问题，对怀疑存在内腐蚀的部位可确定为开挖点。

6.4 腐蚀管道剩余强度评价

本节推荐了本标准附录 F 或现行行业标准《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048 等中规定的方法进行腐蚀管道剩余强度评价。其中本标准附录 F“钢质管道管体腐蚀损伤评价方法”吸纳了《管道剩余强度评价标准先进性分析》ASME B31G–2009 中改进的方法，并采用了现行行业标准《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151 中断裂力学的方法，同时考虑到内腐蚀损伤的特点，最终选取两种方法计算的剩余强度较小者为最终评价结果。每个 ICDA 管段评价得出的剩余强度最小值或最严重评价级别为该管段的最终评价结果。

其中现行行业标准《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048 是挪威船级社《腐蚀管道评估的推荐作法》DNV RP F101 的采标，DNV RP F101：2009，ASME B31G，本标准附录 F 等评价技术均在中国石油天然气股份有限公司科技管理部科研项目《管道内腐蚀直接评价技术研究》的现场应用研究中进行了现场评价对比分析。DNV RP F101：2009 和 ASME B31G 两个评价方法也是《液体石油管道内壁腐蚀直接评价标准方法》NACE SP 0208：2008 推荐的评价方法。

7 后 评 价

7.2 再评价时间的确定

7.2.2 本条提出了确定管道内壁腐蚀速率的几种方法，该数据是下步确定管道内腐蚀直接评价的再评价时间间隔的重要参数。

7.2.3 本条提出了评价管段的剩余寿命和确定再评价时间的方法。与 SY/T 0087.1 和 DNV RP F101 相比，本方法的后评价考虑了腐蚀坑的三维生长对剩余强度的影响，评价结果更为准确。后评价方法假设蚀坑沿轴向、环向和深度方向的腐蚀速率相等，腐蚀坑发展后的剩余强度采用本标准附录 F 的评价方法或 SY/T 10084 计算，剩余寿命取满足下列条件之一的较小值：1）管段达到剩余寿命时，其剩余强度等于实际运行的工作压力，可采用编制的软件进行迭代计算获得。2）管段达到剩余寿命时，d/t=80%（t 为管道公称壁厚）。最大再评价时间取剩余寿命的一半。

7.3 ICDA 有效性评价

7.3.2 本条提出了通过直接检测结果与间接检测结果对比分析进行 ICDA 有效性评价的方法。

7.3.3 本条提出了通过有效性检验的开挖点进行 ICDA 过程的有效性的评价方法。

7.4 反 馈

7.4.1 本条反馈的内容是为下轮 ICDA 的开展提供相关信息，是 ICDA 循环、不断深入开展的重要环节。

附录 C　瞬变电磁检测方法

C.1　方 法 概 述

C.1.1　瞬变电磁检测方法是勘探地球物理领域里的脉冲瞬变场法在管道检测领域里的拓展应用，图 1 是其检测原理示意图。

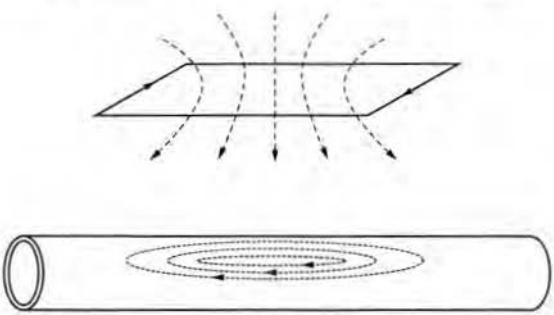


图 1　瞬变电磁检测原理示意图

被检管道正上方的瞬变电磁响应表达式如下：

$$\frac{U(\tau)}{I}=\frac{8\mu_{\mathrm{D}}}{\pi}\cdot\left(\frac{y}{h}\right)^{2}\cdot\frac{\frac{l_{\mathrm{T}}}{h}\cdot n_{\mathrm{T}}}{\left(1+\frac{l_{\mathrm{T}}^{2}}{h^{2}}\right)\left(2+\frac{l_{\mathrm{T}}^{2}}{h^{2}}\right)}\cdot\frac{\frac{l_{\mathrm{R}}}{h}\cdot n_{\mathrm{R}}}{\left(1+\frac{l_{\mathrm{R}}^{2}}{h^{2}}\right)\left(2+\frac{l_{\mathrm{R}}^{2}}{h^{2}}\right)}\cdot\frac{4}{\mu_{\mathrm{D}}\cdot\sigma_{\mathrm{D}}\cdot y^{2}}\sum_{k=1}^{\infty}\mathrm{e}^{\frac{-(n_{k}h)^{2}\tau}{\mu_{\mathrm{D}}\cdot\sigma_{\mathrm{D}}\cdot y^{2}}}\tag{1}$$

$$\sigma_{\mathrm{D}}=\sigma_{\mathrm{G}}-\frac{(y-t)^{2}}{y^{2}}\cdot(\sigma_{\mathrm{G}}-\sigma_{\mathrm{J}})\tag{2}$$

$$\mu_D = \frac{1+\kappa}{1-\kappa} \tag{3}$$

$$\kappa = \left(\frac{\mu_G - \mu_J}{\mu_G + \mu_J}\right) \cdot \frac{\left[y^2 - (y-t)^2\right](\mu_G + \mu_J)}{y^2(\mu_G + \mu_J) - (y-t)^2(\mu_G - \mu_J)} \tag{4}$$

式中：$\frac{U(\tau)}{I}$——接收线圈中的归一化电动势；

t——管壁厚度；

y——管道横截面的外半径；

n_T——发射回线的匝数；

n_R——接收回线的匝数；

l_T——发射回线半边长；

l_R——接收回线半边长；

h——传感器中心至管道轴线的距离；

$n_k b$——贝塞尔函数 $J_0(n_k b)$ 的零值解；

τ——时间；

μ_G——管体磁导率；

μ_J——管内介质磁导率；

σ_G——管体电导率；

σ_J——管内介质电导率。

本方法着重于埋地管道平均管壁厚度检测，一般情况下可检测出 5% 以上的平均壁厚变化。

C.1.2 由于是在地面采用非接触式检测装置，需要保证在装置作用范围内只有被检管道而无其他金属干扰体。电磁干扰严重程度越高，检测结果可信度越低。

C.1.3 影响检测准确性的因素是基于本标准条文说明第 C.1.1 条中的原理给出。

C.2 仪器及要求

C.2.1 瞬变电磁检测系统是一款国产的虚拟仪器系统，用于地

球物理勘探的脉冲瞬变电磁仪均可作为瞬变电磁检测系统的数据采集器。本条规定了数据采集器的一般要求。

C.2.2 瞬变电磁检测方法可采用不同的信号发射—接收装置形式，但同一检测工程，至少是一个ICDA管段应使用相同的信号发射—接收装置。

C.3 检 测 步 骤

C.3.2 根据检测任务和收集、调查到的资料确定检测方案。

1 待检管道的管径和原始壁厚是检测平均管壁减薄率的重要依据。

2 利用参数点瞬变响应曲线和实测管壁厚度，获得被测管道的电、磁参数，用以确定与参数点规格、材质和运行历史相同管段（即ICDA管段）内其他测点的平均管壁厚度。检测参数是指发射—接收回线规格、数据采集时窗范围和采集方式等。瞬变电磁检测管段长度近似等于$L+2h$（L为发射回线边长，h为传感器中心至管道轴线的距离），使检测长度一致有利于对比。

3 用平均管壁厚度来量化管道是否发生金属损失，需要有合理的技术措施及相应的精度要求。例如，为了将发—收传感器置放于管道正上方需要使用管线仪从而涉及管道定位精度、抗干扰措施直接影响瞬变电磁数据收录精度、在参数点上使用超声测厚仪测量平均管壁厚度的精度会影响计算结果等。一般情况下可按本附录规定并按使用说明书正确操作所使用的仪器，通过现场试验确定满足检测精度要求的数据采集方式和抗干扰措施。

4 根据检测任务和被检管道实际情况，确定检测点的位置和布设方法。本条列出了4款布设检测点的一般原则。

5 在瞬变电磁检测成果中，定位测量的内容是不可缺少的。不同的检测任务可能涉及到不同的定位测量方法，应根据管道运行管理和后续的直接检测评价工作对定位测量精度的要

求，采用适当的定位测量方法并执行相关技术标准。

C.3.3 检测与参数测定：

1 尽量避开干扰物以减小检测误差。普通管线仪的水平定位误差一般不大于管道中心埋深的10%。

2 在同一ICDA管段内保持传感器中心至管道轴线的距离一致就是保持检测管段长度一致，有利于对比分析。表1给出了实际减薄率为10%时，不同长度 λ 缺陷在不同埋深条件下的平均壁厚减薄率变化情况（表1中 L=1）。可以看出：在埋深变大的情况下有可能将“严重”级的缺陷划分为“中”级，但不会漏检2m左右长、实际减薄率为10%以上的缺陷。

表1 平均壁厚减薄率随埋深变化情况

h（m）	$2h+L$（m）	平均壁厚减薄率（%）		
		λ =2.0m	λ =3.0m	λ =4.0m
0.5	2.0	10.0	10.0	10.0
1.0	3.0	8.3	10.0	10.0
1.5	4.0	7.5	8.8	10.0
2.0	5.0	7.0	8.0	9.0
2.5	6.0	6.7	7.5	8.3
3.0	7.0	6.4	7.1	7.9

3 不同牌号的脉冲瞬变电磁仪可能会有不同的附（配）件和相应的操作规定与要求。

5 某些时候，增大迭加次数不一定就能提高抑制电磁干扰的效果，实践证明，采用适当迭加次数条件下多次观测平均值的措施效果会更好一些。

7 瞬变电磁检测的管长是2倍传感器中心至管道轴线的距离与发射回线边长之和。在参数点上用超声测厚仪测取管壁平

均厚度时，测量点的分布与个数应满足测量结果具有代表性和统计意义的要求。

C.3.4 数据处理与检测误差：

2 适当的方法是指满足瞬变电磁检测误差不超出 ±5% 的计算平均管壁厚度的方法；专用软件是指“管壁厚度 TEM 评价系统软件”。原始管壁厚度值直接影响平均管壁减薄率，应由管道运行方准确提供。无原始管壁厚度值时，可通过实测的办法按相同管径规格标准推定。

3 重复性检测是检查、控制瞬变电磁检测质量的重要措施，应及时进行。一旦发现有不符合质量规定的，应查明原因，采取补救措施。

附录 D　超声导波检测方法

D.1　方 法 概 述

D.1.1　目前世界上超声导波设备主要有三种：英国超声导波公司（GUL）推出的 Wavemaker G3、英国 PI 公司推出的 Teletest 和美国西南研究院推出的 MsS。前两种导波设备采用压电陶瓷技术，后者采用磁致伸缩效应。

D.2　超声导波检测布点

D.2.2　本方法的建立是应用了中国石油天然气股份有限公司科技管理部科研项目《管道内腐蚀直接评价技术研究》的研究成果，2008—2010 年在马任线、鄚任线、鄚三线进行了管道 ICDA 的检测及评价，其中采用超声导波在间接检测及直接检测中进行了管道横截面积损失率的检测，即对弯头、穿跨越及探坑中管段的腐蚀缺陷位置及程度进行了检测。现场检测中采用了本附录的检测方法、使用了 Wavemaker G3 设备及本标准第 5.3 节的评价分级要求。本附录的检测技术及设备是美国天然气技术协会、美国交通部所使用及推荐的，超声导波检测技术在美国石油天然气管道上得到较多的应用。经现场检测结果证明，该方法能够准确快速地确定腐蚀缺陷位置及程度，并解决了管道特殊部位及电磁干扰地段的腐蚀缺陷检测问题。

D.3　仪器和要求

D.3.2　超声导波检测中的影响因素：超声导波可对所检测管段进行快速地检测，检查其腐蚀状况，提供缺陷的严重程度、定位信息等。其检测距离受管段状况影响，对于状态较好的管道

最长可为上百米，如果管段已经有大面积腐蚀或埋地管道，则最短可能只有几米。涂层中影响较大的是沥青防腐层，油漆对导波检测没有影响。

附录 E　管道内腐蚀深度和面积测量方法（截面 / 网格法）

E.2　仪器及要求

E.2.1　超声波测量要求：

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。

许多超声波测试仪器提供量程选择，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：超声波测量的是剩余壁厚。

长期使用后探头表面磨损，会导致测量灵敏度下降。可用500# 砂纸打磨探头，如仍不能恢复，需更换新的探头。

E.2.2　超声波测厚仪的测量精度：测厚仪宜带耦合正常指示，它类似于进度条，用于实时显示探头和管道壁面处于耦合或非耦合状态，读数时应保证正常耦合。

E.3　测 量 步 骤

E.3.1　截面测量：

根据前期对管道腐蚀情况的调查结果，如果预判管道内壁腐蚀情况较为严重，可减小测试截面的间距，进行加密测量。

截面不均匀布点主要是考虑管道内腐蚀多位于管道下半部分，因此对管道的下半部分进行加密测量，以找到腐蚀严重部位；如果根据现场腐蚀状况及运行管理人员经验，判断管道内腐蚀比较均匀，也可采用均匀布点的方式。

为保证测点准确位置，可采用石笔、油性笔和直尺提前画

出截面和测点的位置，然后再进行超声波测厚。

E.3.3 筛选腐蚀较严重的点就是筛选出测量数据中数值最小的点。

E.3.5 腐蚀区域深度和尺寸的确定：

1 最大腐蚀区域深度的确定：

原始壁厚取值一般保留至小数点后一位。

2 腐蚀区域尺寸的确定：

腐蚀区域是指可能影响管道安全的腐蚀部位，主要用于对管道安全性的评价。

按照国内外管道剩余强度评价相关标准的规定，最大腐蚀坑深小于10%壁厚属于可接受的腐蚀，即可不用考虑其腐蚀，用此规定作为管道内腐蚀边缘壁厚取值的基准。而1mm是限制了厚壁管内腐蚀边缘壁厚取值的上限。因此选择以原始壁厚乘以90%或减去1mm的最大值作为腐蚀边缘壁厚值的基准是更为安全的检测要求。

腐蚀区域测量时，需要在网格线上插值估计处于腐蚀边缘基准壁厚值的位置，并将这些位置点连接成等高线，围成的部分就是腐蚀区域。

若发现腐蚀区域边缘距网格边缘过近，为防止漏检，需要加画网格线并继续测量，直至确保腐蚀区域的完整性。

附录 F　钢质管道管体腐蚀损伤评价方法

F.1　方 法 概 述

F.1.1　本条规定了本评价方法的适用范围，并具体指明适合于内腐蚀评价。本评价方法配有编制评价软件，需者可与本标准主编单位联系。

F.1.2　本条提出了对腐蚀损伤评价的人员的要求。

F.2　评价准备及测量

F.2.1　本条规定了内腐蚀评价前应收集的资料条目，这些条目综合考虑了内腐蚀的具体特点。

F.3　管体腐蚀损伤尺寸评定

本评价方法与 ASME B31G：2009 中的 0 级方法相当。

F.4　腐蚀管道安全工作压力估算和评定

F.4.1　1　本款采用了 ASME B31G：2009 中的管道剩余强度计算公式进行评价，该评价公式适用于普通碳钢和低合金钢管道的剩余强度计算。对于强度较低的钢种，公式（F.4.1-1）评价结果与 ASME B31G：2009 一致；对于强度较高的钢种，ASEM B31G：2009 建议流变应力为屈服强度加上 69MPa（或取屈服强度和抗拉强度的一半），公式（F.4.1-1）的计算结果比 ASME B31G：2009 的评价结果略低，适用于内腐蚀评价。

2　本款采用了 SY/T 6151 推荐的断裂力学计算公式进行评价。

F.5 管体腐蚀损伤评定类别划分和建议

F.5.1 为了便于管理者准确判断管道腐蚀损伤程度并制定合理的管道维修计划，参考了SY/T 6151—1995，研究修改的内容有：1）将SY/T 6151—1995的第二类分成$L > L_m$（相当于ASME B31G：2009中0级评价可接受缺陷的条件）和$L \leqslant L_m$，且$p_{sw} > p$两种类别。2）合并SY/T 6151—1995中的第三类和第四类，为本方法的第四类（$L \leqslant L_m$，且$p_{sw} \leqslant p$）。去掉了SY/T 6151—1995第四类的划分；保留了SY/T 6151—1995的第一类和第五类的划分，这两类腐蚀损伤的划分与ASME B31G：2009一致。管体腐蚀损伤评定类别划分见表2。

表2 管体腐蚀损伤评定类别划分

腐蚀损伤类别	条 件	评定和建议
第一类	$A \leqslant 10\%$	留用
第二类	当$10\% < A < 80\%$时，$L > L_m$	留用，计划维修
第三类	当$10\% < A < 80\%$时，$L \leqslant L_m$，且$p_{sw} > p$	留用，监控，计划修理
第四类	当$10\% < A < 80\%$时，$L \leqslant L_m$，且$p_{sw} \leqslant p$	降压运行或修理
第五类	$A \geqslant 80\%$	立即修理或更换

参 考 文 献

[1]《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003

[2]《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151

[3]《管道剩余强度评价标准先进性分析》ASME B31G：2009

[4]《腐蚀管道评估的推荐作法》DNV RP F101

[5]《液体石油管道内壁腐蚀直接评价标准方法》NACE SP 0208：2008