

ICS 75.200

E 98

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

P

SY/T 0087.2—2020

代替 SY/T 0087.2—2012

**钢质管道及储罐腐蚀评价标准
第 2 部分：埋地钢质管道内腐蚀
直接评价**

**Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment—
Part 2: Internal corrosion direct assessment
for buried steel pipeline**

2020—10—23 发布

2021—02—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
第 2 部分：埋地钢质管道内腐蚀
直接评价

Standard of steel pipeline and tank corrosion assessment—
Part 2: Internal corrosion direct assessment
for buried steel pipeline

SY/T 0087.2—2020

主编部门：中国石油天然气集团有限公司
批准部门：国家能源局

石油工业出版社

2020 北 京

国家能源局 公告

2020 年 第 5 号

国家能源局批准《水电工程生态流量实时监测系统技术规范》等 502 项能源行业标准（附件 1）、《Series Parameters for Horizontal Hydraulic Hoist (Cylinder)》等 35 项能源行业标准英文版（附件 2），现予以发布。

附件：1. 行业标准目录（节选）
2. 行业标准英文版目录（略）

国家能源局
2020 年 10 月 23 日

前 言

本规范是根据国家能源局综合司《关于印发 2018 年能源领域行业标准制（修）订计划及英文翻译出版计划的通知》（国能综通科技〔2018〕100 号）的要求，由中国石油规划总院、中国石油西南油气田分公司天然气研究院会同有关参编单位编制完成。

本次修订过程中，编写组成员进行了广泛的调研，认真总结了国内开展管道内腐蚀直接评价的实践经验，在分析研究、现场测试验证的基础上，广泛征求意见，最后经审查定稿。

本规范共分为 8 章，5 个附录。主要技术内容包括：总则、术语、基本规定、预评价、间接评价、直接检测与评价、后评价、记录和报告。

与 SY/T 0087.2—2012 相比，本次修订的主要内容为：

- 增加了 ICDA 子管段、干气、湿气、临界倾角、实际倾角、气 / 液比、表观气相流速、表观液相流速、持液率的术语及定义；
- 删除了预评价中“检测方法和仪器要求”相关内容；
- 间接检测中增加了“干气管道”“湿气管道”“液体油品管道”“多相流管道”相关内容；
- 修改了管道剩余强度评价方法和引用标准；
- 删除了“单项评价指标”；
- 附录中补充了预评价相关“记录表格”；
- 附录中增加了“临界倾角计算方法”“积水趋势判断方法”“固体颗粒沉积趋势判断方法”；
- 删除了原附录 A “日常管理调查”、附录 B “管道内防腐层保护效果及管道腐蚀状况现场监测方法”、附录 C “瞬变电磁检测方法”、附录 D “超声导波检测方

法”、附录 F “钢质管道管体腐蚀损伤评价方法”。

本规范由国家能源局负责管理，由石油工程建设专业标准化委员会负责日常管理，由中国石油规划总院负责具体技术内容的解释。在执行过程中，如有意见和建议，请寄至中国石油规划总院（地址：北京市海淀区志新西路 3 号，邮编：100083）。

本规范主编单位：中国石油规划总院

本规范参编单位：中国石油西南油气田分公司天然气研究院
中石油西南油气田分公司安全环保与技术监督研究院

中国石油管道分公司

中国石油石油管工程技术研究院

中石油长庆油田分公司

中石油塔里木油田分公司

本规范主要起草人：罗 锋 许道振 肖 杰 刘 明
闫 静 刘 畅 李 岩 白真权
崔兰德 燕冰川 付安庆 李先明
高 健 陈庆国 韩 燕 舒 洁
袁军涛 陈振华 宋成立

本规范主要审查人：张其滨 张维智 刘海峰 马晓红
姜 放 常 炜 李琼玮 张晓灵
戴新河 董智涛 刘贤斌 董振丰
高海霞

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	预评价	5
4.1	一般要求	5
4.2	资料收集	5
4.3	ICDA 可行性分析	5
4.4	ICDA 管段划分	5
5	间接评价	7
5.1	一般规定	7
5.2	干气管道	7
5.3	湿气管道	8
5.4	液体油品管道	9
5.5	多相流管道	10
6	直接检测与评价	12
6.1	一般规定	12
6.2	开挖检测	12
6.3	腐蚀管道剩余强度评价	12
6.4	间接评价风险程度修正	13
7	后评价	14
7.1	一般要求	14
7.2	ICDA 有效性评价	14
7.3	确定再评价时间间隔	14
7.4	腐蚀原因分析	15
7.5	维护建议	15

8 记录和报告	16
8.1 记录	16
8.2 报告	16
附录 A 记录表格	18
附录 B 临界倾角计算方法	21
附录 C 积水趋势判断方法	23
附录 D 固体颗粒沉积趋势判断方法	28
附录 E 管道内腐蚀深度和面积测量方法（截面 / 网格法）...	30
本标准用词说明	33
引用标准名录	34
附：条文说明	35

Contents

1	General provisions	1
2	Terminology	2
3	Basic requirements	4
4	Pre-assessment.....	5
4.1	General require-ments	5
4.2	Data collection	5
4.3	ICDA feasibility evaluation	5
4.4	Identification of ICDA regions	5
5	Indirect inspection	7
5.1	General require-ments	7
5.2	Dry gas pipeline.....	7
5.3	Wet gas pipeline	8
5.4	Liquid petroleum pipeline	9
5.5	Multiphase flow pipeline.....	10
6	Direct examination and evaluation	12
6.1	General require-ments	12
6.2	Excavations and measurements	12
6.3	Evaluation of remaining strength for corroded pipelines	12
6.4	Modification for indirect assessment risk degree	13
7	Post-assessment	14
7.1	General require-ments	14
7.2	Assessment of ICDA effectiveness	14
7.3	Determination of reassessment intervals	14
7.4	Cause analysis	15
7.5	Suggestions of repair and maintenance	15

8	Record and report	16
8.1	Record	16
8.2	Report	16
Appendix A	Record tables	18
Appendix B	Method of determination the critical inclination angel.....	21
Appendix C	Determination of water accumulation	23
Appendix D	Determination of solids accumulation.....	28
Appendix E	Measurement of pipeline internal wall corrosion depth and corrosion area.....	30
	Explanation of wording in this code	33
	List of quoted standards	34
	Addition ; Explanation of provisions	35

1 总 则

- 1.0.1** 为规范埋地钢质管道内腐蚀直接评价工作，制定本规范。
- 1.0.2** 本规范适用于陆上埋地钢质油、气管道内腐蚀直接评价。
- 1.0.3** 陆上埋地钢质管道内腐蚀直接评价除执行本规范外，尚应符合国家现行有关标准（规范）的规定。

2 术 语

2.0.1 内腐蚀直接评价 internal corrosion direct assessment (ICDA)

评价管壁内腐蚀对管道完整性影响的方法，由预评价、间接评价、直接检测与评价和后评价四个步骤组成。

2.0.2 ICDA 管段 ICDA region

在管网或者管道系统中，由入口、出口、注入点、分输点等划分的具有材质、管径、输送介质及防护措施相似的连续管段。

2.0.3 ICDA 子管段 ICDA subregion

ICDA 管段内具有相同流型的连续管段。

2.0.4 间接评价 indirect inspection

应用流动模型和内腐蚀预测模型等工具或方法对管道腐蚀状况进行评价，确定管道内腐蚀高风险点并根据评价结果在管段内推荐开挖检测点。

2.0.5 直接检测 direct examination

对间接评价确定的开挖点位置进行检测，确定是否有腐蚀引起的管壁损失。

2.0.6 干气 dry gas

运行温度高于水露点温度，在输送条件下可能有水凝结的天然气。在非正常状态下干气有可能出现凝析液。

2.0.7 湿气 wet gas

含有可凝液态烃或游离水或运行温度不高于水露点，且气/液比大于 5000 的气体天然气。

2.0.8 临界倾角 critical inclination angle

由流动模型计算出，在层流条件下气体不发生携液的最小倾角。

2.0.9 实际倾角 inclination angle

管道上两点间高程变化形成的角度，以度表示。

2.0.10 气 / 液比 gas-Liquid ratio (GLR)

标准状态下 (0℃, 101.325kPa), 气体体积流量和液体体积流量的比例。

2.0.11 表观气相流速 superficial gas velocity

管道运行温度和压力下, 气体体积流量和管道横截面积之比。

2.0.12 表观液相流速 superficial liquid velocity

管道运行温度和压力下, 液体体积流量和管道横截面积之比。

2.0.13 持液率 liquid holdup

气液两相流动过程中, 液相的过流断面面积占总过流面积的比例。

3 基本规定

3.0.1 内腐蚀直接评价 (ICDA) 应为一个连续、循环、不断修正趋准的检测和评价过程, 应包括预评价、间接评价、直接检测与评价、后评价四个环节。

3.0.2 应根据管道的运行情况和腐蚀状况定期开展 ICDA, 首次 ICDA 宜在管道投产初期开展。

3.0.3 开展 ICDA 前应根据管道的使用情况编制工作方案, 识别工作过程中的危险有害因素, 并在评价过程中采取安全防护措施。

3.0.4 调查、检测中需要室内分析、化验的样品应按规定取样, 并应由专业实验室按相关标准规定的试验方法进行分析、化验。

3.0.5 管道内检测数据可作为确定直接检测开挖点位置的参考值, 也可作为间接评价选点结果的验证对比数据。

3.0.6 进行管道 ICDA 过程中, 发现同时存在外腐蚀或应力腐蚀开裂时, 外腐蚀直接评价应按现行行业标准《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第 1 部分: 埋地钢质管道外腐蚀直接评价》SY/T 0087.1 执行, 应力腐蚀开裂直接评价应按现行行业标准《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第 4 部分: 埋地钢质管道应力腐蚀开裂直接评价》SY/T 0087.4 执行。

4 预 评 价

4.1 一 般 要 求

4.1.1 预评价主要工作内容应包括：资料收集、可行性分析、ICDA 管段划分等。

4.1.2 预评价应对管道运行过程中可能存在的腐蚀机理进行分析。

4.2 资 料 收 集

4.2.1 应收集管道的设计参数、施工概况、运行参数、维修维护历史等资料，按照本规范附录 A.0.1 ~ A.0.5 填写相关内容。

4.2.2 宜按要求收集管道内腐蚀检测评价、监测信息及其他可能影响管道内腐蚀的资料，并宜按照本规范附录 A.0.6 ~ A.0.8 填写相关内容。

4.2.3 宜根据管道的历史和输送介质情况收集可能影响管道内腐蚀的其他资料。

4.3 ICDA 可行性分析

4.3.1 应分析收集的资料并确认资料的准确性。

4.3.2 应确认收集的资料是否满足开展管道 ICDA 的需求。

4.3.3 应确认拟开展 ICDA 的管道是否具备直接检测条件。

4.4 ICDA 管段划分

4.4.1 ICDA 管段划分应按收集的数据，在管内工况发生突变点划分管段；对于双向输送的管道，应分别在两个方向上划分管段。

4.4.2 下列位置处宜为一个独立的 ICDA 管段划分点：

- 1 管道进液（气）和出液（气）处。

- 2 导致管道温度明显变化的位置处。
- 3 导致管道压力明显变化的位置处。
- 4 管道阀门、清管器收发装置等处。
- 5 化学药剂注入处。
- 6 局部更换管道处。

4.4.3 应确认划分的 ICDA 管段边界。

5 间接评价

5.1 一般规定

5.1.1 干气管道、湿气管道、液体油品管道、多相流管道应分别采用不同的间接评价方法。

5.1.2 间接评价宜包括子管段划分、流动状态计算、管道倾角计算、管道内腐蚀相关因素分析、内腐蚀模型确立、内腐蚀高风险点及开挖点的确定等。

5.1.3 确定开挖点时，选择的检测位置应具备开挖检测条件，采用钢 / 复合材料套筒修复过的位置不宜作为直接检测位置。

5.2 干气管道

5.2.1 干气管道间接评价应识别主要流型为分层流的管道易积液点，并应确定管道内部最可能发生腐蚀的位置。

5.2.2 积液位置宜采用实际倾角和临界倾角差异进行预测，ICDA 管段积液临界倾角宜按附录 B 进行计算，管道实际倾角 θ 应按公式 (5.2.2) 计算：

$$\theta = \arcsin \left(\frac{\Delta \text{高程}}{\Delta \text{距离}} \right) \quad (5.2.2)$$

5.2.3 管道的高程测量间距应根据被评估的具体管段、地形和相关因素确定，应反映实际倾角的变化程度。

5.2.4 预测过程中使用的高程数据、实际倾角计算条件、实际倾角不确定度等相关参数和信息应如实记录。

5.2.5 选择直接检测的位置应为管道易发生腐蚀风险的积液位置，且宜按以下原则确定：

- 1 管段中实际倾角大于临界倾角段的位置。

- 2 当实际倾角都小于临界倾角时，选择最大实际倾角位置。
- 3 短距离上升斜坡处。
- 4 从上游向下游顺序检测，连续两个检测位置未发现内腐蚀时，宜选择下游第三个实际倾角大于临界倾角的位置。
- 5 管段起点与第一个实际倾角大于临界倾角段的位置间有一个上坡段时，宜在上坡易积液处增加一个检测位置；存在多个上坡段时，宜至少选择两个易积液处作为检测位置。

5.3 湿 气 管 道

5.3.1 湿气管道间接评价应识别和分析 ICDA 子管段内腐蚀较严重的位置，评价管道内腐蚀高风险位置，确定直接检测开挖点位置。

5.3.2 应对管道内流动状态进行计算，流动状态计算结果应包括流型、压力、温度、持液率、表观气相流速、表观液相流速及评价过程中所需的流动状态等参数，计算结果应与实际运行参数或历史运行参数进行对比分析并修正。

5.3.3 湿气管道 ICDA 子管段应根据流动状态计算确定的管内流型进行划分。

5.3.4 同一 ICDA 子管段内不同部位的腐蚀风险宜根据确定的内腐蚀预测模型结果判别。

5.3.5 内腐蚀预测模型应按以下原则确定：

- 1 内腐蚀预测模型应基于管道内腐蚀机理分析，结合建模原理、主要影响因素及适用范围选取或自行建立。
- 2 自行建立内腐蚀预测模型时，应选取合适的建模方法，并应通过试验或文献调研获取充足的腐蚀数据样本，建立的模型应能代表管道内腐蚀状况。
- 3 加注缓蚀剂的管道应在内腐蚀预测模型中添加修正因子。
- 4 内腐蚀预测模型应进行适用性分析，并应根据已有的腐蚀数据样本对内腐蚀预测模型进行修正。

5.3.6 内腐蚀高风险位置应结合管道内流动状态和内腐蚀预测结果进行判断，内腐蚀高风险位置宜按照以下原则确定：

1 内腐蚀预测模型计算的腐蚀风险较高点，各 ICDA 子管段的内腐蚀高风险点。

2 根据流动因素对腐蚀的影响权重，综合评价确定高风险点位置。

5.3.7 直接检测位置的确定应遵循以下原则：

1 宜从确定的内腐蚀高风险位置中选择具备开挖、检测条件的点作为直接检测的位置。

2 出现多处腐蚀机理和腐蚀程度相同的情况时，宜选取一处作为直接检测位置。

3 每个湿气管道 ICDA 管段直接检测位置不宜少于 2 处。

5.4 液体油品管道

5.4.1 沉积物和水相总含量的体积比小于 5% 的液体油品管道间接评价宜根据管道中水相或固体颗粒的沉积趋势确定管道内部最可能发生腐蚀的位置。

5.4.2 管道内流动状态计算结果应包括流型、固体颗粒沉积趋势等。

5.4.3 管道内水相沉积趋势判断宜按本规范附录 C 进行，固体颗粒沉积趋势判断宜按本规范附录 D 进行。

5.4.4 液体油品管道的内腐蚀程度预测，应在 ICDA 子管段内选取合适长度的管道间隔进行。

5.4.5 内腐蚀高风险位置的确定应结合流动模型计算结果，并宜按以下原则进行判断：

1 管道内水相易于沉积处。

2 管道内固体颗粒易于沉积处。

5.4.6 应从确定的内腐蚀高风险位置中选择直接检测位置，每个 ICDA 管段直接检测位置宜不少于 2 处。

5.5 多相流管道

5.5.1 多相流管道间接评价应识别和分析 ICDA 子管段内腐蚀较严重的位置，并确定管段高风险位置和直接检测位置。

5.5.2 应对管道内多相流动状态进行计算，计算结果应包括流型、气体流速、液体流速、温度、压力、持液率、固体颗粒沉积趋势等参数。

5.5.3 多相流管道 ICDA 子管段应根据流动状态计算确定的管内流型进行划分。

5.5.4 同一 ICDA 子管段内不同部位的腐蚀风险宜根据内腐蚀预测模型结果判别，选用的内腐蚀预测模型的输入参数宜包含引起内腐蚀的主要因素。

5.5.5 选用的内腐蚀预测模型宜能识别不同管段由于温度、压力、CO₂、H₂S、pH 值、Cl⁻、矿化度、流速（或壁面剪切力）等因素而引起的管道内腐蚀风险的差异。

5.5.6 在 ICDA 子管段内应选取合适长度的管道间隔进行内腐蚀风险预测。

5.5.7 内腐蚀风险预测宜为多种内腐蚀预测模型的综合分析结果。

5.5.8 内腐蚀高风险位置应结合管道内多相流动状态和内腐蚀预测模型结果进行判断，宜按以下原则确定：

1 内腐蚀预测模型计算的腐蚀风险较高点，各 ICDA 子管段的内腐蚀高风险点。

2 段塞流引起的管道内壁面剪切力及流速等管道流动参数改变点。

3 管道曲率过大、弯头、截止阀、注入点等流体模型难以预测的管道部位。

4 管道内固体颗粒易于沉积处。

5.5.9 多相流管道开挖点的确定应遵循以下原则：

1 从确定的内腐蚀高风险位置中选择直接检测位置。

2 出现多处腐蚀机理和腐蚀程度相同的情况时，宜从中选

取一处作为直接检测位置。

3 每个 ICDA 管段直接检测位置宜不少于 2 处。

6 直接检测与评价

6.1 一般规定

6.1.1 直接检测与评价应包括现场评价点定位、开挖检测、腐蚀管道剩余强度评价、间接评价的腐蚀风险程度修正。

6.1.2 开挖检测前，应对检测位置进行现场定位，定位方式可采用 GPS 坐标、里程标识桩、特定标识物等。

6.2 开挖检测

6.2.1 直接开挖检测时，探坑的开挖、回填及防腐层的修复应按现行行业标准《埋地钢质管道外防腐层保温层修复技术规范》SY/T 5918 执行。

6.2.2 内腐蚀直接检测时宜同时进行防腐层及管道外壁腐蚀检测，外防腐层检测及管道外壁腐蚀检测应按现行行业标准《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第1部分：埋地钢质管道外腐蚀直接评价》SY/T 0087.1 执行。

6.2.3 应对开挖管段的内腐蚀状况进行检测，根据管道具体情况和检测技术的特点宜选取超声波测厚、电磁超声测厚、超声波 C 扫描、X 射线、超声导波、外漏磁检测等多种无损检测方法相结合的检测方式。

6.2.4 管道壁厚应进行定量检测，腐蚀严重部位应进行腐蚀深度、轴向长度和环向长度的测量。采用超声波检测方法进行腐蚀深度和面积测量时，宜按附录 E 进行。

6.3 腐蚀管道剩余强度评价

6.3.1 直接检测位置壁厚减薄超过 10% 时，应进行管道剩余强

度评价。

6.3.2 管道剩余强度评价应按现行行业标准《腐蚀管道评估推荐作法》SY/T 10048、《含缺陷油气管道剩余强度评价方法》SY/T 6477 或《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151 等相关规定进行。

6.3.3 内腐蚀和外腐蚀并存的 ICDA 子管段，应分别进行内腐蚀和外腐蚀的评价，ICDA 子管段的剩余强度应根据内腐蚀和外腐蚀评价结果的综合分析确定，最终评价结果应根据剩余强度最小值或最严重评价级别确定。

6.3.4 开挖检测发现应力腐蚀、焊接缺陷等其他管材内部缺陷时，应采用其他相应的方法进行评价。

6.4 间接评价风险程度修正

6.4.1 开挖检测壁厚减薄程度应与间接评价腐蚀风险程度进行比较。

6.4.2 开挖检测壁厚减薄程度与间接评价腐蚀风险程度不一致时，应根据直接检测结果对间接评价进行修正，并应按照本规范重新实施间接评价。

7 后 评 价

7.1 一 般 要 求

7.1.1 后评价内容应包括 ICDA 有效性评价、再评价时间间隔的确定、原因分析、提出维修维护建议等。

7.1.2 每次评价的结果都应作为下次评价的基础。

7.2 ICDA 有效性评价

7.2.1 应对评价过程和评价方法的有效性进行评价。

7.2.2 有效性评价应遵循以下原则：

1 选取的开挖点及风险排序与直接检测或其他检测结果相符时，ICDA 有效。

2 内腐蚀预测结果与直接开挖检测结果或其他检测结果差异较大时，ICDA 无效，宜采用其他方法进行评价。

7.3 确定再评价时间间隔

7.3.1 不同 ICDA 管段的再评价时间宜根据本次调查发现的腐蚀程度、维修程度、腐蚀发展速度及介质腐蚀性等确定。

7.3.2 ICDA 管段的最大再评价时间间隔应不超过其计算剩余寿命的一半。

7.3.3 再评价时间间隔可根据腐蚀速率按公式 (7.3.3) 计算：

$$\text{再评价时间间隔 (年)} = (T_{\text{mm}} - T_{\text{min}}) / \text{GR} \quad (7.3.3)$$

式中 T_{mm} ——上次调查维修后，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/a)。

7.3.4 宜使用下列方法中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 通过管道壁厚定点测量或监测方法获得腐蚀速率。
- 3 缺乏被评价管道的实际腐蚀速率时，宜参考采用相同管材、相近腐蚀环境的管道腐蚀速率数据。
- 4 宜按管道实际工况条件及现行标准的规定进行实验室模拟腐蚀试验，测试管道腐蚀速率。

7.4 腐蚀原因分析

7.4.1 管道内腐蚀主要原因分析应根据直接检测结果，并应结合预评价资料和间接检测结果综合进行。

7.4.2 影响管道内腐蚀的非稳态流、清管历史、介质属性等相关因素应进行识别。

7.4.3 需要截取腐蚀严重管段进行原因分析时，管段腐蚀产物采集应执行现行行业标准《腐蚀产物的采集与鉴定技术规范》SY/T 0546。

7.5 维护建议

7.5.1 再评价时间应基于腐蚀发展情况和计划维修实施情况制定。

7.5.2 应根据评价结果和腐蚀原因分析，提出调整工艺参数、消减介质腐蚀性、添加缓蚀剂、更换管段、加强清管频次、增加管道内涂层、加强监检测等维护建议。

8 记录和报告

8.1 记 录

8.1.1 预评价、间接评价、直接检测与评价、后评价各个阶段应分别做好记录。

8.1.2 间接评价阶段的记录应包括以下内容：

- 1 每一个 ICDA 管段起始点的地理信息。
- 2 用于预测流动、腐蚀风险等使用的数据。
- 3 用于选取管道可能存在腐蚀风险点及风险点排序的原则和方法。

8.1.3 直接检测与评价阶段的记录应包括以下内容：

- 1 现场检测采用的技术。
- 2 开挖点管体腐蚀形貌。
- 3 增加开挖点的原因和选择依据。
- 4 开挖过程中进行的其他相关测试记录。

8.2 报 告

8.2.1 ICDA 项目报告应详细描述评价的整个过程，报告内容应涵盖预评价、间接评价、直接检查与评价、后评价等各个环节。

8.2.2 预评价部分应包括以下内容：

- 1 对管道相关资料和数据的整理和分析。
- 2 划分的各 ICDA 管段范围及特点。

8.2.3 间接评价部分应包括以下内容：

- 1 流动状态计算采用的数据、方法和结果。
- 2 腐蚀预测模型采用的数据、方法和结果。
- 3 开挖点的选取原则和结果。

8.2.4 直接检测与评价部分应包括以下内容：

- 1 直接检测的实施范围、实施流程。
- 2 直接检测数据的汇总与分析。
- 3 依据直接检测结果对间接评价数据的修正过程。
- 4 管体缺陷报告。

8.2.5 后评价报告应包括以下内容：

- 1 管道修复、维护建议。
- 2 再评价时间间隔的确定。
- 3 ICDA 结果及方法有效性的评估。
- 4 腐蚀原因分析。

附录 A 记录表格

A.0.1 预评价管道原始特征参数宜按表 A.0.1 填写。

表 A.0.1 管道原始特征参数表

调查日期：

管理部门：

调查人：

管道名称	管段长度 (km)	材质	管径 (mm)	壁厚 (mm)	分支位置	变径位置	腐蚀裕量 (mm)	管道走向图及高程里程图

A.0.2 预评价管道施工概况宜按表 A.0.2 填写。

表 A.0.2 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 (km)	投产日期	埋深 (m)	试压情况

A.0.3 预评价管道运行参数宜按表 A.0.3 填写。

表 A.0.3 管道运行主要参数表

调查日期：

管理部门：

调查人：

管段名称	管段长度 (km)	输送介质	设计压力 (MPa)	运行压力范围 (MPa)	设计输量 (m ³ /d)	运行输量范围 (m ³ /d)	运行温度范围 (℃)	含水量	气液比	固体含量

A.0.4 预评价管道加注化学药剂概况宜按照表 A.0.4 填写。

表 A.0.4 管道加注化学药剂概况表

调查日期：

管理部门：

调查人：

管道名称	管道长度	药剂类型	药剂型号	加注方式	加注位置	药剂浓度 (mg/L)

A.0.5 预评价水质和气质成分宜按照表 A.0.5 填写。

表 A.0.5 输送介质腐蚀成分检测表

调查日期：

管理部门：

调查人：

管道名称	取样位置	O ₂ (mol%)	CO ₂ (mol%)	H ₂ S (mol%)	硫化物	悬浮 固体	
SRB	铁离子 (mg/L)	氯离子 (mg/L)	硫酸根离子 (mg/L)	钙、镁、 锶、钡离子 (mg/L)	钙、镁 离子 (mg/L)	pH 值	

A.0.6 预评价管道历次检测评价情况宜按表 A.0.6 填写。

表 A.0.6 检测评价情况统计表

调查日期：

管理部门：

调查人：

序号	检测评价时间	内容	检测评价结论	整改情况	检测评价单位

A.0.7 预评价管道腐蚀监测信息宜按表 A.0.7 填写。

表 A.0.7 腐蚀监测信息记录表

调查日期：

管理部门：

调查人：

序号	监测起始时间	监测位置	监测方法	监测结果

A.0.8 预评价管道腐蚀泄漏事故及维修记录表宜按表 A.0.8 填写。

表 A.0.8 预评价管道腐蚀泄漏事故及维修记录表

调查日期：

管理部门：

调查人：

序号	日期	位置	事故特征	腐蚀原因	维修情况

附录 B 临界倾角计算方法

B.0.1 应用本附录中的方法计算临界倾角应满足以下条件：

- 1 管道的公称直径在 0.1m ~ 1.2m 范围内。
- 2 管道操作压力低于 7.6MPa。

B.0.2 临界倾角 θ 可按公式 (B.0.2) 计算：

$$\theta = \arcsin \left(0.675 \times \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \cdot \frac{v_g^2}{g d_{id}} \right)^{1.091} \quad (\text{B.0.2})$$

式中 θ ——临界倾角 ($^{\circ}$)；

ρ_l ——液体密度 (g/cm^3)；

ρ_g ——气体密度 (g/cm^3)；

g ——重力加速度 (m/s^2)；

d_{id} ——内径 (m)；

v_g ——表观气相流速 (m/s)。

B.0.3 计算时气体和液体密度的单位应一致，速度、重力加速度和直径的单位应保持一致。

B.0.4 气体密度 ρ_g 可按公式 (B.0.4) 计算：

$$\rho_g = \frac{(p + p_0) MW}{ZRT} \quad (\text{B.0.4})$$

式中 ρ_g ——气体密度 (g/cm^3)；

p_0 ——标准大气压，0.101325MPa；

p ——表压 (MPa)；

MW ——天然气摩尔分子量，可近似用甲烷分子量代替 (g/mol)；

Z ——气体压缩因子 (无量纲)；

R ——气体常数，等于 $8.314\text{Pa} \cdot \text{m}^3/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ；

T ——绝对温度 (K)。

B.0.5 计算过程中应考虑气体压缩因子 Z 的取值，不同条件下的气体压缩因子 Z 取值可根据现行国家标准《天然气压缩因子的计算》GB/T 17747 计算或查询相关文献。

B.0.6 表观气相流速 v_g 可按公式 (B.0.6) 计算：

$$v_g = \frac{QTZp_0}{\pi T_0 (p + p_0) (d_{id}/2)^2} \quad (\text{B.0.6})$$

式中 Q ——最大管输流量 (m^3/s)；

T_0 ——标准温度，取 273K 。

附录 C 积水趋势判断方法

C.1 液滴稳定性判别方法

C.1.1 可通过对比输油管道中水滴可能存在的最大尺寸和油相能够维持的水滴最大尺寸来判断管道中积水趋势，当满足公式 (C.1.1) 时，水相能够以液滴的形式稳定存在于油相中。

$$d_{\max} < d_{\text{crit}} \quad (\text{C.1.1})$$

式中 $d_{\max}$ ——水滴可能存在的最大液滴尺寸 (m)；

d_{crit} ——油相能够维持的水滴最大尺寸 (m)。

C.1.2 根据水分散在油相中的特点，水滴可能存在的最大液滴尺寸 ($d_{\max}$) 计算可分为以下两种情况：

- 1 分散相浓度较低时的液滴尺寸。
- 2 分散相浓度较高时的液滴尺寸。

C.1.3 当水滴可能存在的最大液滴尺寸 ($d_{\max}$) 满足公式 (C.1.3-1) 时，可由公式 (C.1.3-2) 计算：

$$1.8Re_o^{-0.7} < \left(\frac{d_{\max}}{D} \right)_{\text{dilute}} < 0.1 \quad (\text{C.1.3-1})$$

$$\left(\frac{d_{\max}}{D} \right)_{\text{dilute}} = 1.88 \left[\frac{\rho_o (1 - \varepsilon_w)}{\rho_m} \right]^{-0.4} We_o^{-0.6} Re_o^{0.08} \quad (\text{C.1.3-2})$$

$$\varepsilon_w = \frac{U_{sw}}{U_{sw} + U_{so}} \quad (\text{C.1.3-3})$$

$$We_o = \frac{\rho_o D U_o^2}{\sigma} \quad (\text{C.1.3-4})$$

$$Re_o = \frac{\rho_o D U_o}{\eta_o} \quad (C.1.3-5)$$

$$U_o = U_{sw} + U_{so} \quad (C.1.3-6)$$

式中 $d_{\max}$ ——最大液滴尺寸 (m) ;
 D ——管径 (m) ;
 ρ_o ——油相密度 (kg/m^3) ;
 ρ_m ——油水混合物密度 (kg/m^3) 。
 ε_w ——当地含水率 (无量纲) ;
 We_o ——油相的 Weber 数 (无量纲) ;
 Re_o ——油相的雷诺数 (无量纲) ;
 U_o ——油相速度 (m/s) ;
 U_{sw} ——水的表观速度 (m/s) ;
 U_{so} ——油的表观流速 (m/s) ;
 Q_o ——油相体积流量 (m^3/s) ;
 η_o ——油的黏度 ($\text{Pa} \cdot \text{s}$) ;
 σ ——水的表面张力 (N/m) ;
dilute——水含量较低。

C.1.4 当水滴可能存在的最大液滴尺寸 ($d_{\max}$) 不满足公式 (C.1.3-1) 时, 可由公式 (C.1.4) 计算 :

$$\left(\frac{d_{\max}}{D} \right)_{\text{dense}} = 2.22 C_H^{0.6} \left(\frac{\rho_o U_o^2 D}{\sigma} \right)^{0.6} \left(\frac{\varepsilon_w}{1 - \varepsilon_w} \right)^{0.6} \left[\frac{\rho_m}{\rho_o (1 - \varepsilon_w)} f \right]^{-0.4} \quad (C.1.4)$$

式中 C_H ——接近于 1 的常数 ;
dense——高浓度的分散相 ;
 f ——范宁摩擦因子, 见公式 (C.2.2-4) 和公式 (C.2.2-5)。

C.1.5 水滴可能存在的最大液滴尺寸 ($d_{\max}$) 应根据公式 (C.1.5) 最终确定 :

$$\left(\frac{d_{\max}}{D}\right) = \text{Max} \left\{ \left(\frac{d_{\max}}{D}\right)_{\text{dilute}}, \left(\frac{d_{\max}}{D}\right)_{\text{dense}} \right\} \quad (\text{C.1.5})$$

C.1.6 油相能够维持的水滴最大尺寸 (d_{crit}) 应根据管道的倾角采用不同公式进行计算。

C.1.7 对于水平或者接近水平管道, 可采用公式 (C.1.7-1) 计算油相能够维持的水滴最大尺寸 (d_{cd})。

$$\left(\frac{d_{\text{cd}}}{D}\right) = \frac{3}{8} \times \frac{\rho_o}{|\Delta\rho|} \times \frac{fU_o^2}{Dg \cos \theta} = \frac{3}{8} f \times \frac{\rho_o}{\Delta\rho} Fr_o \quad (\text{C.1.7-1})$$

$$Fr_o = \frac{U_o^2}{Dg \cos \beta} \quad (\text{C.1.7-2})$$

$$|\Delta\rho| = |\rho_o - \rho_w| \quad (\text{C.1.7-3})$$

$$f = 0.046 / Re_o^{0.2} \quad (\text{C.1.7-4})$$

式中 β ——管道倾斜角度 ($^\circ$);

g ——重力加速度, 9.81m/s^2 ;

ρ_w ——水密度 (kg/m^3);

f ——湍流摩擦因子 (无量纲)。

C.1.8 对于垂直管道或者接近垂直的管道, 可采用公式 (C.1.8-1) 计算油相能够维持的水滴最大尺寸 (d_{cs})。

$$\left(\frac{d_{\text{cs}}}{D}\right) = \left[\frac{0.4\sigma}{|\rho_o - \rho_w| g D^2 \cos \theta} \right]^{0.5} \quad (\text{C.1.8-1})$$

$$\text{当 } |\beta| < 45^\circ, \theta = |\beta| \quad (\text{C.1.8-2})$$

$$\text{当 } |\beta| > 45^\circ, \theta = 90 - |\beta| \quad (\text{C.1.8-3})$$

C.1.9 油相能够维持的水滴最大尺寸 (d_{crit}) 应根据公式 (C.1.9)

最终确定：

$$\frac{d_{\text{crit}}}{D} = \text{Min} \left\{ \left(\frac{d_{\text{cd}}}{D} \right), \left(\frac{d_{\text{co}}}{D} \right) \right\} \quad (\text{C.1.9})$$

C.2 当地水速计算——两相分层流模型

C.2.1 可根据计算水相在管中的当地流速，来判断水相在输油管中的存在状态。

C.2.2 水相的当地水速计算可采用两相分层流模型，联合求解方程 (C.2.2-1) ~ 方程 (C.2.2-9) 计算求得。

$$\begin{aligned} \tau_o \frac{S_o}{A_o} - \tau_w \frac{S_w}{A_w} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_o} + \frac{1}{A_w} \right) \\ + (\rho_o - \rho_w) g \sin \beta = 0 \end{aligned} \quad (\text{C.2.2-1})$$

$$\tau_o = f_o \frac{\rho_o U_o^2}{2} \quad (\text{C.2.2-2})$$

$$\tau_w = f_w \frac{\rho_w U_w^2}{2} \quad (\text{C.2.2-3})$$

$$f_o = C_o \left(\frac{D_o U_o}{\nu_o} \right)^{-n_o} \quad (\text{C.2.2-4})$$

$$f_w = C_w \left(\frac{D_w U_w}{\nu_w} \right)^{-n_w} \quad (\text{C.2.2-5})$$

$$\tau_i = f_i \frac{\rho (U_w - U_o) | (U_w - U_o) |}{2} \quad (\text{C.2.2-6})$$

当 $U_o > U_w$:

$$D_o = \frac{4A_o}{S_o + S_i}, \quad D_w = \frac{4A_w}{S_w} \quad (\text{C.2.2-7})$$

当 $U_o < U_w$:

$$D_o = \frac{4A_o}{S_o}, \quad D_w = \frac{4A_w}{S_w + S_i} \quad (C.2.2-8)$$

当 $U_o = U_w$:

$$D_o = \frac{4A_o}{S_o}, \quad D_w = \frac{4A_w}{S_w} \quad (C.2.2-9)$$

式中 τ_o ——管壁对油的剪切应力 (N/m^2) ;
 τ_w ——管壁对水的剪切应力 (N/m^2) ;
 τ_i ——界面剪切应力 (N/m^2) ;
 β ——管道的倾斜角度 ($^\circ$) (对于向上流动 β 取正) ;
 S_o ——和油相接触的管壁圆周部分 (m) ;
 S_w ——和水相接触的管壁圆周部分 (m) ;
 S_i ——界面宽度 (m) ;
 ρ_o ——油相密度 (kg/m^3) ;
 ρ_w ——水相密度 (kg/m^3) ;
 f ——建立在雷诺数上的范宁摩擦因子 ;
 ν_w ——水的黏度 (m^2/s) ;
 ν_o ——油的黏度 (m^2/s) ;
 C, n ——常数, 对于层流, $C=16, n=1$; 对于湍流, $C=0.046, n=0.2$;
 ρ ——较快流层的密度 (kg/m^3) ;
 f_i ——较快流层的摩擦因子 ;
 Q_o ——油相的体积流量 (m^3/s) ;
 A_o ——油层的通流面积 (m^2) ;
 A_w ——水层的通流面积 (m^2) ;
 U_o ——油层的当地流速 (m/s) ;
 U_w ——水层的当地流速 (m/s)。

附录 D 固体颗粒沉积趋势判断方法

D.0.1 可通过对比管道内流速与固体颗粒沉积的临界流速来判断固体颗粒沉积趋势，当满足公式 (D.0.1) 时，固体颗粒有沉积趋势。

$$U < U_{bc} \quad (D.0.1)$$

式中 U_{bc} ——固体颗粒沉积的临界流速 (m/s)；
 U ——管内流速 (m/s)。

D.0.2 固体颗粒沉积临界流速可通过公式 (D.0.2-1) 计算求得：

$$U_{bc} = \sqrt{\frac{1.559(\rho_s - \rho_L)gd_p \left[\sin\left(\frac{\pi}{6} + \beta\right) + \frac{\cos\beta}{2}C_{mb}\left(\frac{y_{mb}}{d_p} - 1\right) \right]}{\rho_L C_D}} \quad (D.0.2-1)$$

式中 U_{bc} ——固体颗粒沉积的临界流速 (m/s)；
 ρ_L ——流体 (载体) 的密度 (kg/m³)；
 ρ_s ——固体密度 (kg/m³)；
 d_p ——颗粒直径 (m)；
 g ——重力加速度，9.81m/s²；
 y_{mb} ——移动层的高度 (m)；
 C_{mb} ——移动层浓度 (立方排列取 0.52)；
 C_D ——颗粒受到的曳力系数；
 β ——管道的倾斜角 (rad)。

固体颗粒受到的曳力系数可通过公式 (D.0.2-2) 和公式 (D.0.2-3) 计算求得：

$$C_D = 18.5Re^{-0.6} \quad \text{当 } 0.1 < Re < 500 \quad (D.0.2-2)$$

$$C_D=0.44 \quad \text{当 } 500 < Re < 2 \times 10^5 \quad (\text{D.0.2-3})$$

$$Re=\rho_L \omega_o d_p / \mu_L$$

式中 ω_o ——流体速度 (m/s) ;
 μ_L ——液体黏度 (Pa · s)。

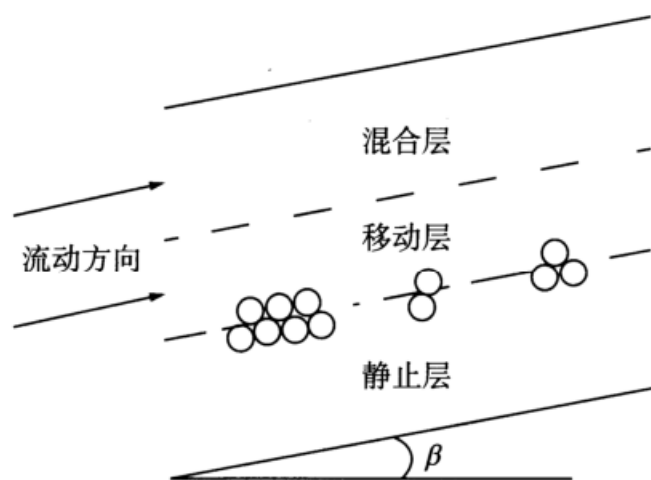


图 D.0.2 固体颗粒在管道中分布与流动状态示意图

附录 E 管道内腐蚀深度和面积测量方法

(截面 / 网格法)

E.1 一般要求

E.1.1 应在被测管段上均匀分布测量截面，在每个截面上布设测点，采用超声波测厚仪进行测量。

E.1.2 应选取其中腐蚀较严重的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评价。

E.2 仪器和要求

E.2.1 宜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宜不大于 5mm，测量精度应不大于 0.1mm，测厚仪宜带耦合正常指示。

E.3 测量步骤

E.3.1 应根据现场管道腐蚀状况确定检测长度，测试管体长度宜不小于 1m，探坑管段截面间距宜不大于 100mm。

E.3.2 每个截面应布设不低于 12 个测试点，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。

E.3.3 宜采用超声波测厚仪对每个截面上的点进行超声波测厚。

E.3.4 应根据各截面测点的测量结果，筛选出腐蚀较严重的点进行网格法测量。

E.3.5 单个腐蚀缺陷的网格测量时，应以管体腐蚀较严重的点作为中心点。应在中心点上、下、左、右各画不少于 5 条的经纬线组成网格线，网格线间距不宜大于 10mm。宜用超声波测厚仪测量每个交点的管道剩余壁厚，测量数据应按表 E.1 进行记

录，筛选确定该网格区域最小的剩余壁厚。

表 E.1 超声波测厚加密网格线记录表

(网格间距： mm)

中心点

壁厚 T : mm ;

最小壁厚 $T_{\min}$: mm

E.3.6 多个腐蚀缺陷的网格测量应执行以下规定：

1 腐蚀区域边缘轴向距网格边缘不足 25mm 时，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 腐蚀区域边缘环向距网格边缘不足 6 倍壁厚时，应在网格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.3.7 腐蚀区域深度和尺寸的确定宜执行以下规定：

1 最大腐蚀区域深度的确定，应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剩余壁厚，即为该网格区域的最大腐蚀区域深度。

2 腐蚀区域尺寸的确定，应以原始壁厚乘以 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，缺陷尺寸应用腐蚀截面最大轴向和环向长度表示。

3 对单个腐蚀缺陷，应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。对多个腐蚀缺陷，当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；当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.4 测量注意事项

E.4.1 测量厚度时，应注意观察耦合正常指示，获取正确读数。

E.4.2 超声波测量前被测金属表面应基本平滑，无杂物；测量时应在探头和金属表面间涂覆声阻抗大的耦合剂，并应施加适当压力。

E.4.3 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.5 数据处理

E.5.1 每个测点应在同一位置重复测量 3 ~ 5 次，然后取平均值作为测试结果。测试结果至少保留至小数点后两位。

E.5.2 宜按不同评价方法的要求，对数据进行四舍五入处理。

本标准用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示严格，在正常状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”。

2) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

3) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。

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

引用标准名录

《天然气压缩因子的计算》GB/T 17747

《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第1部分：埋地钢质管道外腐蚀直接评价》SY/T 0087.1

《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第4部分：埋地钢质管道应力腐蚀开裂直接评价》SY/T 0087.4

《腐蚀产物的采集与鉴定技术规范》SY/T 0546

《埋地钢质管道外防腐层保温层修复技术规范》SY/T 5918

《钢质管道管体腐蚀损伤评价方法》SY/T 6151

《含缺陷油气管道剩余强度评价方法》SY/T 6477

《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048

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
第 2 部分：埋地钢质管道内腐蚀
直接评价

SY/T 0087.2—2020

条 文 说 明

修 订 说 明

《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第2部分：埋地钢质管道内腐蚀直接评价》SY/T 0087.2—2020，经国家能源局2020年10月23日以第5号公告批准发布，2021年2月1日实施。

本次修订中，编写组成员进行了广泛的调研，认真总结了国内开展油气管道外腐蚀直接评价的实践经验，采用了中国石油天然气股份有限公司科技部科研项目《油气地面工程关键技术研究与应用》中“油气田集输钢制管道内腐蚀完整性评价技术研究”课题的研究成果，在长庆油田、西南油气田开展了现场应用验证。编写中还参考了部分国外先进标准，将我国应用实际与国外的腐蚀直接评价技术思路相结合，在间接检测评价技术、直接检测方面均形成了先进实用的管道内腐蚀直接评价技术。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。

本规范在间接检测及评价技术方面做了重大修改。

为便于广大设计、施工、监理、建设、生产、科研等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，本规范编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明，对条文规定的目的、依据以及在执行中应注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总则	38
2	术语	39
3	基本规定	40
4	预评价	41
4.1	一般要求	41
4.2	资料收集	41
4.3	ICDA 可行性分析	42
4.4	ICDA 管段划分	42
5	间接评价	43
5.1	一般规定	43
5.2	干气管道	43
5.4	液体油品管道	43
5.5	多相流管道	44
6	直接检测与评价	45
6.1	一般规定	45
6.2	开挖检测	45
6.3	腐蚀管道剩余强度评价	45
7	后评价	47
7.1	一般要求	47
7.2	ICDA 有效性评价	47
7.3	确定再评价时间间隔	47
附录 E	管道内腐蚀深度和面积测量方法 (截面 / 网格法)...	48

1 总 则

1.0.1 进行内腐蚀直接评价 (ICDA) 的目的是增强管道完整性。

1.0.2 本条说明了本规范制定的适用范围。本规范主要针对管道内壁以时间依赖性的腐蚀危险，以体积型缺陷为主的失效类型，不适用于裂纹型腐蚀缺陷。

本规范适用于埋地干气管道、湿气管道、石油液体管道、含水油管道、成品油管道等的内腐蚀直接评价，不适用于污水管道、注水管道的内腐蚀直接评价。

内腐蚀直接评价可识别发生内腐蚀可能性最大的位置，其影响因素包括水含量、流态、持液率、流速、温度和压力变化。

2 术 语

2.0.6, 2.0.7 根据干气管道和湿气管道内腐蚀直接评价技术的特点和适用范围，确定了干气和湿气的定义。干气定义参考了《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612—2014、《干气管道内腐蚀直接评价标准》NACE SP 0206 : 2006，湿气定义参考了《气田集输设计规范》GB 50349—2015、《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612—2014、《管道的湿气内部腐蚀直接评估方法》NACE SP 0110。

3 基本规定

3.0.1 ICDA 的目的是识别腐蚀的可能性，通过 ICDA 方法可评价判断哪一段管段的潜在内腐蚀最为严重，评价出来的位置就是内腐蚀损坏的位置，通过历史信息整合评估及流动模型计算确定液体积聚和流态，采用内腐蚀模型预测或计算内腐蚀速率。

ICDA 方法还可以作为已经实施内检测的补充评价方法，同时为已经实施内检测的管道进行选择或调整的优化方法。

3.0.2 管道投运后初期开展 ICDA，重点是将现有运行条件下存在内腐蚀威胁的位置识别出来，对于高风险管道优先考虑加强监控和减缓措施，降低管道的腐蚀风险，管道投运后的初期识别较为关键。

3.0.4 强调 ICDA 检测与评价工作应由工艺、腐蚀、检测等专业人员共同完成，执行本规范的人员需要具备一定的物理学、工程学和数学理论知识或相应的实践经验，具有管道腐蚀控制或风险评价专业知识，或在这些人的指导下进行。检测评价过程中的流态识别、分析及模型计算等需由工艺专业人员进行较为有利，有助于保证检测和评价工作的准确性和可靠性。

3.0.6 在执行 ICDA 过程中，发现管道外腐蚀、机械损伤、应力腐蚀破裂等其他管道风险也应进行检测。当检测到这些腐蚀威胁时，应增加相关检测评价内容，按有关规定进行各阶段的检测及评价，以确保管道的完整性。

4 预 评 价

4.1 一 般 要 求

预评价步骤包括收集和整理对内腐蚀评价有意义、有关联、关键的历史和当前运行数据，确定是否符合 ICDA 执行条件和评价管段分区。对包含有入口、集液器、其他附属设施的管段进行分析：收集的典型数据一般包括设计施工数据，如高程、走向、材质、设计压力、温度和微观结构，运行和维护历史、流速、管段中线、腐蚀记录、气体和液体分析报告，完整性评价前的检测报告和其他维护数据。

4.2 资 料 收 集

4.2.1 应收集管道整个生命周期中的历史数据和当前数据，以及每段管道的详细资料。以下通常被认为是进行 ICDA 必须收集的资料：

- 1 运行历史数据。
- 2 管道系统设计资料，如管道级别、壁厚及最大运行压力。
- 3 液态水的存在（包括异常）。
- 4 流体中水和固体含量。
- 5 气体和液体组成。
- 6 H_2S 、 CO_2 和 O_2 含量。
- 7 最大、最小流速。
- 8 管道高里程数据。
- 9 内腐蚀泄漏或失效历史。
- 10 采用 ILI、UT、AUT 等或外观检查时识别的内腐蚀。
- 11 正在使用或历史上曾经采用的用来控制内腐蚀的减缓

措施。

12 已知的内腐蚀原因，如微生物腐蚀（MIC）。

4.2.2 当不能获取某类数据时，可根据其运行类似系统的相关资料进行保守假设，并做好记录。

需要提醒的是：样品的收集和检测不能反映历史运行资料，反映的是当前位置和时期的运行状况。如需要，根据历史经验和类似系统的资料可做进一步保守估计。

4.3 ICDA 可行性分析

间接检测不能确定最有可能发生内腐蚀的位置，管道整个长度都有内涂层，管道不能进行详细检查，不能确定可信的再次评价时间间隔等情况时，不适宜进行 ICDA。

4.4 ICDA 管段划分

4.4.1, 4.4.2 ICDA 管段区间指的是一段具有相同属性的管道。相同属性包括与内腐蚀机理、腐蚀速率相关的流体组成、运行状况、减缓措施等。一个 ICDA 管段区间可由一个或多个 ICDA 子管段组成。

5 间接评价

5.1 一般规定

5.1.1 干气管道、湿气管道、液体油品管道、多相流管道由于其各自的流动状态不同，以及管道运行过程中存在的腐蚀机理不同，应采用不同的方法分别进行分析。例如，干气管道倾角计算对于水积聚十分重要，但对于湿气管道，倾角不是唯一影响水和固体积聚的因素，积聚也有可能发生在水平管段。

5.1.2 间接检测包括流态预测、绘制管道高程剖面图、识别最有可能由于水或固体积聚导致腐蚀发生的位置、ICDA 区间内影响腐蚀分布的因素。

5.2 干气管道

5.2.2 在干气管道间接评价中，液体易于积聚的位置通过比较实际倾角和临界倾角进行识别。由于每个 ICDA 管段内的运行参数、介质成分、管径等存在明显差异，应采用流动模型计算每个 ICDA 管段的积液临界倾角。

5.2.4 受测量方法及其他相关因素的影响，管道高程测量数据可能存在误差，计算得到的管道实际倾角也存在误差，故需估算管道实际倾角不确定度，并对预测过程中使用的管道高程数据、管道实际倾角计算条件、管道实际倾角不确定度等相关参数和信息如实记录。

5.4 液体油品管道

5.4.5 液体石油管线输送介质杂质含量相对较低，介质腐蚀性相对较小，腐蚀高风险点主要发生在水相及固体颗粒沉积部位。

水相及固体颗粒沉积与否及沉积位置主要受管道流速及管道地形起伏的影响，可通过流动模型判断杂质和水相能否沉积及沉积的位置来确定内腐蚀高风险点发生的位置。

5.5 多相流管道

5.5.4 管道内腐蚀风险受流动状态、腐蚀介质、运行环境等多种因素影响，管道不同部位的流动状态、腐蚀介质的含量和种类、运行参数会有所不同，导致管道不同部位面临的腐蚀风险有所差异，因此选取的内腐蚀预测模型应能包括一种或多种影响腐蚀风险的因素作为参数，以识别不同管道面临的内腐蚀风险差异。

5.5.5 多相流管道内腐蚀状况受流动状态、腐蚀环境及腐蚀介质等多种因素综合影响，目前已有的腐蚀模型难以涵盖所有的腐蚀因素和腐蚀类型，并且有一定的使用范围和局限性，为确保考虑更多的腐蚀影响因素，建议采用多种腐蚀模型对高风险点进行筛选，根据得到的结果进行综合分析。

5.5.6 内腐蚀风险预测应能够区分 ICDA 子管段内不同位置内腐蚀风险的差异，为后续开挖点的确定提供依据。因此，应选取合适长度的管道间隔进行评价，以免评价间隔过长，难以确定具体开挖位置。

6 直接检测与评价

6.1 一般规定

直接检测与评价内容包括对识别出来的内腐蚀按严重程度进行详细检查，具体在本规范第6章论述。检测与评价的内容要包括判断是否存在腐蚀、腐蚀的程度和范围。可采用无损检测方法（NDE）识别内部缺陷或壁厚损失。通过检测，再对间接检测的评价结果重新进行排序。还可以通过长距离超声检测（LRUT）、自动超声检测（AUT）、手动超声检测（UT）、内检测及内腐蚀监测设备进行详细检查。

6.2 开挖检测

6.2.3 电磁超声具有非接触检测、不需要耦合剂、检测速度快等特点，该方法可在不剥离防腐层的情况下直接对埋地管道进行检测，检测效率高。

超声波C扫描可完整、全方位地展示缺陷的尺寸及位置信息，通过数据的处理与分析，对缺陷尺寸进行精确定量。

超声导波检测具有灵敏度高、可在线检测、可同时检测一定长度的管道，用于对管壁损失的初步筛选，检测效率高等特点。

超声导波检测具有灵敏度高、检测效率高的特点，可对一定长度范围内的管道进行快速扫检，对缺陷进行初步定位。可结合其他检测技术，指导下一步的详细检测。

6.3 腐蚀管道剩余强度评价

6.3.2 《含缺陷油气管道剩余强度评价方法》SY/T 6477、《腐蚀管道评估的推荐作法》SY/T 10048 或《钢质管道管体腐蚀损伤

评价方法》SY/T 6151 等现行行业标准中，对腐蚀管道安全评价方法、安全壁厚等均有细致、明确的规定和要求，上述标准目前在完整性评价中应用较为普遍，且基本是采标或引用了国际上《含缺陷油气管道剩余强度评价方法》API RP 579、《油气管道腐蚀评价推荐标准》DNV RP F101、《用于测定受腐蚀管道剩余强度的手册》AMSE B31G 等标准的内容或计算方法。因此，推荐直接采用上述标准的做法。

7 后 评 价

7.1 一 般 要 求

7.1.1 后评价的目的是评价前三个步骤的有效性、减缓措施的执行状况、制定腐蚀控制和减缓计划及确定下次评价时间间隔。ICDA 是一个连续改进的过程，通过将 ICDA 和运行数据整合，识别确定已经和正在发生腐蚀的位置，以及将来的腐蚀趋势。

7.2 ICDA 有效性评价

7.2.1 通过分析对比直接评价检测后计算的腐蚀速率与腐蚀速率计算模型计算的腐蚀速率，从而分析 ICDA 过程的有效性。

7.2.2 如果在整个管段内发现了大范围的腐蚀或者在预测不存在腐蚀的位置发现腐蚀，或是预测存在腐蚀的位置未有腐蚀，则 ICDA 无效，应使用其他方法进行完整性评价。

7.3 确定再评价时间间隔

7.3.1 不同管段可有不同的腐蚀发展速率和再评价时间间隔。

7.3.3 确定再评价周期时，还要考虑被预测腐蚀速率的误差。

附录 E 管道内腐蚀深度和面积测量方法 (截面 / 网格法)

E.2 仪器和要求

E.2.1 本条规定了超声波测量要求。

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，应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 本条规定了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 本条对截面测量进行了规定。

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。

E.3.2 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。

E.3.3 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.3.4 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.3.7 本条对腐蚀区域深度和尺寸的确定进行了规定。

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% 壁厚属于可以接受的腐蚀，即可以不用考虑其腐蚀，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。

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
第 2 部分：埋地钢质管道内腐蚀
直接评价
SY/T 0087.2—2020

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
北京中石油彩色印刷有限责任公司排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

850×1168 毫米 32 开本 2.5 印张 59 千字 印 1—800
2020 年 12 月北京第 1 版 2020 年 12 月北京第 1 次印刷
书号：155021·8144 定价：48.00 元
版权专有 不得翻印