



中华人民共和国国家标准

GB/T 42033—2022

油气管道完整性评价技术规范

Specification for oil and gas pipeline integrity assessment



2022-10-12 发布

2022-10-12 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总体原则和要求	2
4.1 通则	2
4.2 管道完整性评价流程	3
5 评价数据准备和分析	4
5.1 数据准备	4
5.2 数据整合对齐	4
5.3 数据质量分析	5
5.4 数据统计分析	5
5.5 危害因素识别	5
5.6 数据充足性分析	5
6 检测与监测	5
6.1 内检测	5
6.2 直接检测	7
6.3 压力试验	9
6.4 管道本体应力应变监测	9
6.5 其他	10
7 适用性评价	10
7.1 通则	10
7.2 基于内检测的适用性评价	11
7.3 基于直接检测的适用性评价	12
7.4 基于压力试验的适用性评价	13
7.5 综合评价	13
7.6 其他特殊情况评价	14
7.7 结论和建议	14
8 完整性评价报告	15
附录 A (资料性) 需要准备的数据	16
附录 B (资料性) 内检测器类型与检测用途	18
附录 C (资料性) 内检测报告要求	21
附录 D (资料性) 缺陷评价方法	22
附录 E (资料性) 缺陷的响应准则	23
附录 F (资料性) 腐蚀增长速率计算	25
参考文献	26

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本文件起草单位：国家管网集团北方管道有限责任公司、国家石油天然气管网集团有限公司、国家管网集团科学技术研究总院分公司、中国石油规划总院、中国石油天然气管道工程有限公司、中国特种设备检测研究院、中国石油集团工程材料研究院有限公司、北京航空航天大学、中国科学院金属研究所、国家石油天然气管网集团有限公司西气东输分公司。

本文件主要起草人：燕冰川、陈朋超、冯庆善、王婷、陈健、王富祥、罗锋、朱汪友、常景龙、张海亮、熊健、贾光明、沙胜义、耿丽媛、李睿、孟涛、张峥、杨锋平、谢玉江、许道振、冯文兴、冯伟、戴联双、王俊强、项小强、孙晔、任重、郑健峰、富宽、欧新伟、于智博、刘明。



油气管道完整性评价技术规范

1 范围

本文件规定了油气输送管道完整性评价的内容、方法和要求,包括评价数据准备和分析、检测与监测、适用性评价、完整性评价报告等内容。

本文件适用于输送油气介质的陆上钢质管道的完整性评价。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

- GB/T 27699 钢质管道内检测技术规范
- GB/T 30582 基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价
- GB 32167 油气输送管道完整性管理规范
- GB/T 36676 埋地钢质管道应力腐蚀开裂(SCC)外检测方法
- GB 50251 输气管道工程设计规范
- GB 50253 输油管道工程设计规范
- GB 50369 油气长输管道工程施工及验收规范
- SY/T 0087.1 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 0087.2 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 0087.4 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 0087.5 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第5部分:油气管道腐蚀数据综合分析
- SY/T 6597 油气管道内检测技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

管道完整性评价 pipeline integrity assessment

采取适用的检测、监测或测试技术,获取管道本体状况信息,结合材料与结构可靠性等分析,对管道的安全状态进行全面评价,从而确定管道适用性的过程。

注:常用的完整性评价方法包括基于管道内检测数据的适用性评价、压力试验和直接评价等。

3.2

内检测 in-line inspection;ILI

借助于流体压差使检测器在管内运动,检测管道缺陷(内外壁腐蚀、损伤、变形、裂纹等)、管道中心线位置和管道结构特征(焊缝、三通、弯头等)的方法。

[来源:GB 32167—2015,3.12]

3.3

直接检测 direct inspection

通过仪器设备从外部对管道本体、腐蚀防护系统等进行的检测,包括内腐蚀直接检测、外腐蚀直接检测、应力腐蚀直接检测等。

3.4

压力试验 pressure test

检验管道工作压力并判断管道系统是否存在泄漏的管道试验,适用于评价管道本体在当时状态的承压能力。

3.5

适用性评价 fitness for service; FFS

对含缺陷或损伤的在役构件结构完整性的定量评价过程。

注:与 API 579-1 保持一致。

3.6

综合评价 comprehensive assessment

考虑管道运行工艺、外部环境条件变化、应力应变监测等因素,将多种完整性评价方法采集的数据进行对齐、关联性分析、致因分析和载荷分析,综合提出完整性评价结论和建议的一种方法。

3.7

数据对齐 data aligning

通过阀门、短节、弯头、环焊缝、管道桩等易于识别的特征,将多来源或多批次管道数据按照线性参考系统同基准进行对应的过程。

3.8

基线评价 baseline assessment

在管道实施第一次完整性检测(包括中心线、变形检测和漏磁内检测以及其他检测活动)的基础上,开展的首次管道完整性状况评价。

3.9

金属损失 metal loss

管道表面部分区域集中失去金属的现象。

注:金属损失通常是由于腐蚀所致,但划痕或机械损伤也能导致金属损失。

[来源:GB 32167—2015,3.16]

3.10

制造缺陷 manufacturing defects

在钢板制造或者钢管、管件、法兰、阀门等元件生产过程中产生的缺陷。

[来源:GB 32167—2015,3.17]

3.11

变形 deformation

管体形状的改变,如弯曲、屈曲、凹陷、椭圆度、波纹、褶皱或影响管道截面圆度或平直度的其他变化。

[来源:GB 32167—2015,3.18]

4 总体原则和要求

4.1 通则

4.1.1 应周期性地开展管道完整性评价。新建管道应在投用后 3 年内完成基线评价。在役管道完整

性评价的时间间隔应满足 GB 32167 要求。

4.1.2 对于管道较长且具有多个站场的管道,完整性评价宜分段进行。

4.1.3 进行基线评价时,应确保管道危害和损伤机制识别的准确性和全面性。

4.1.4 应采用经验证的检测和评价方法,评价管道结构完整性状态。

4.1.5 可根据管道的条件和评价目的,选择适用的管道完整性评价方法。可选择基于管道内检测数据的适用性评价、压力试验和直接评价中的一种或多种开展完整性评价。对于具备内检测条件的管道,评价方法应至少包含基于管道内检测数据的适用性评价。

4.1.6 可对管道穿跨越段、特殊部位和特殊工况管段开展专项检测评价。专项检测评价包括管道穿跨越段的检测、特殊部位腐蚀检测和环焊缝检测以及特殊工况下的管道材质理化检验和结构应力分析等。

4.1.7 完整性评价结果显示存在异常外腐蚀情况时,应对外腐蚀防护系统有效性进行评价。

4.1.8 应综合分析内检测、直接检测等获取的数据,得出缺陷的可能成因。应基于致因分析结果,预测与时间相关缺陷的增长情况,评价管道的未来结构完整性状态。

4.1.9 完整性评价结果应给出管道再评价周期、维修维护建议等。

4.1.10 当管道输送介质、运行工艺条件与设计使用条件发生偏离或封存管道再启用时,应进行完整性评价及其他相关评价。

4.1.11 完整性评价人员应熟知并掌握管道完整性评价的方法和流程,了解管道工作原理和安全运行条件,具备检测、材料和力学等知识及相关工作经验。

4.1.12 应识别检测与评价过程中的健康、安全、环保等方面的危险有害因素,并采取有效的防护措施。

4.1.13 鼓励采取本文件中未列出的检测新技术,但应对新技术的应用效果进行有效验证。

4.2 管道完整性评价流程

4.2.1 管道完整性评价流程见图 1,主要包括数据准备、数据质量分析、危害因素识别、检测与监测、适用性评价和评价报告等。

4.2.2 应综合分析管道所受应力、运行环境等因素,进行缺陷剩余强度评价和剩余寿命预测。

4.2.3 存在多种方法检测得到的数据时,宜按 7.5 开展综合评价。

4.2.4 宜总结历次完整性评价经验,为下一次评价方法选择提供参考。

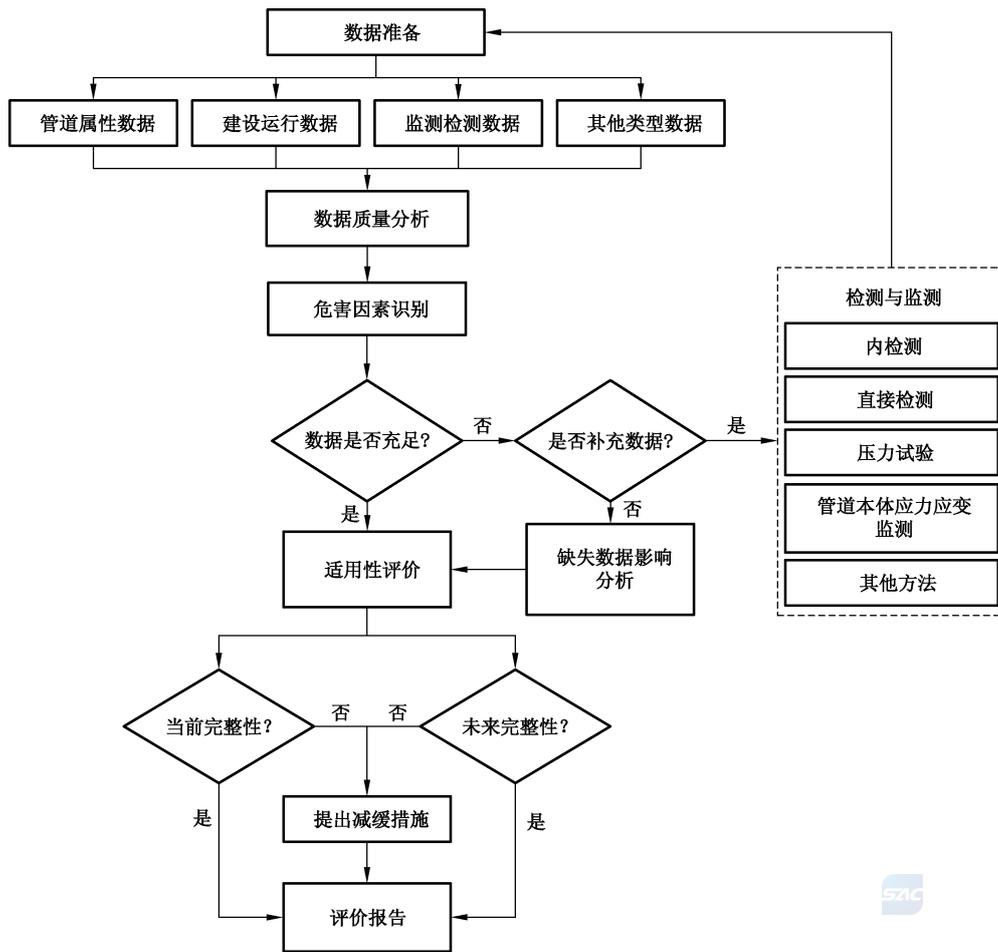


图 1 管道完整性评价工作流程

5 评价数据准备和分析

5.1 数据准备

5.1.1 应收集和分析现有数据,评价管道的潜在威胁和损伤机制。

5.1.2 数据准备的范围应根据评价对象、损伤机制、评价等级等确定,可从管道设计、施工、运营、维护等管道全生命周期获取相关数据和信息。本管道数据不足以支撑评价工作时,同类管道的失效分析报告、风险评价报告、完整性评价报告等相关数据也宜纳入收集的范围。

5.1.3 基于内检测的管道完整性评价所需收集的数据见附录 A。

5.2 数据整合对齐

5.2.1 不同来源的数据信息应按照一定规则进行对齐,对齐的基准应以精度较高的数据为准。

5.2.2 对于开展过内检测的管道,应以内检测数据为基础进行数据对齐。若未开展内检测,可基于测绘得到的管道中心线数据进行对齐。

5.2.3 应根据评价对象和缺陷类型确定数据对齐内容。

- a) 对于外腐蚀,可将内检测数据与管道基础信息、防腐层检测、管道阴极保护有效性评价、杂散电流干扰检测及土壤环境腐蚀调查、开挖直接检测等数据进行对齐分析。
- b) 对于内腐蚀,可将内腐蚀与管道高程、输送介质、输送量、工艺参数、内涂层、清管产物和排污物等数据进行对齐分析。

- c) 对于环焊缝,可将内检测数据、施工焊接记录、建设期无损检测数据、应力应变监测数据、周边环境等数据进行对齐分析。

5.2.4 多轮次内检测数据对齐时,应先排除改线、换管等因素后,进行环焊缝对齐,然后将关注的缺陷或特征进行对齐。在对齐的基础上,对检测精度和缺陷增长变化情况进行分析。

5.3 数据质量分析

5.3.1 应检查数据的准确性、完整性和不同来源数据的一致性。

5.3.2 准确性要求对现有管道内检测等数据源进行差异性分析,包括通过开挖测量数据验证检测和监测数据的准确性。准确性的检查与评价包括数据对齐的一致性与质量、数据覆盖度、置信度等。

5.3.3 应根据数据分析的需要,判断数据源或内容是否缺失,以及关键信息数据是否缺失,当数据缺失时,应采用合理的假设或标准来满足评价要求。

5.3.4 在不同来源数据不一致的情况下,应验证数据的真实性。必要时通过现场调查和相关试验消除偏差。

5.4 数据统计分析

5.4.1 应对不同来源对齐的数据进行综合统计分析,确定缺陷致因因素、影响程度等。

5.4.2 宜通过数据统计分析给出缺陷可能产生的时间和原因。

5.4.3 管道腐蚀缺陷的多源数据比对分析时,应对识别的活性腐蚀点增长原因进行分析,必要时,可采用开挖验证明确外部活性腐蚀点的增长原因,油气管道腐蚀数据综合分析应按 SY/T 0087.5 规定执行。

5.5 危害因素识别

5.5.1 应通过管道多源数据整合,综合分析危害因素。

5.5.2 危害因素分为以下 3 种类型:

- 随时间劣化因素,包括外腐蚀、内腐蚀、应力腐蚀开裂/氢致开裂、凹陷疲劳损伤等;
- 固有因素,包括制管焊缝缺陷、管材缺陷,焊接施工时产生的环焊缝缺陷、凹陷、划痕、屈曲/褶皱等;
- 随机性因素,包括运行期的机械损伤(凹陷、划痕)、自然与地质灾害导致的管体损伤。

5.5.3 宜结合待评价管道的失效分析报告、风险评价报告、已有完整性评价报告等识别管道面临的危害因素,也可从类似管道的相关失效事故、风险评价报告及完整性评价报告识别待评价管道面临的危害因素。

5.6 数据充足性分析

5.6.1 应根据数据质量、缺陷致因分析、评价方法及等级、维修维护要求等全面评价数据的充足性,判断是否满足评价需要。

5.6.2 若数据不满足评价需要,应确定补充数据的范围、类型、数量。

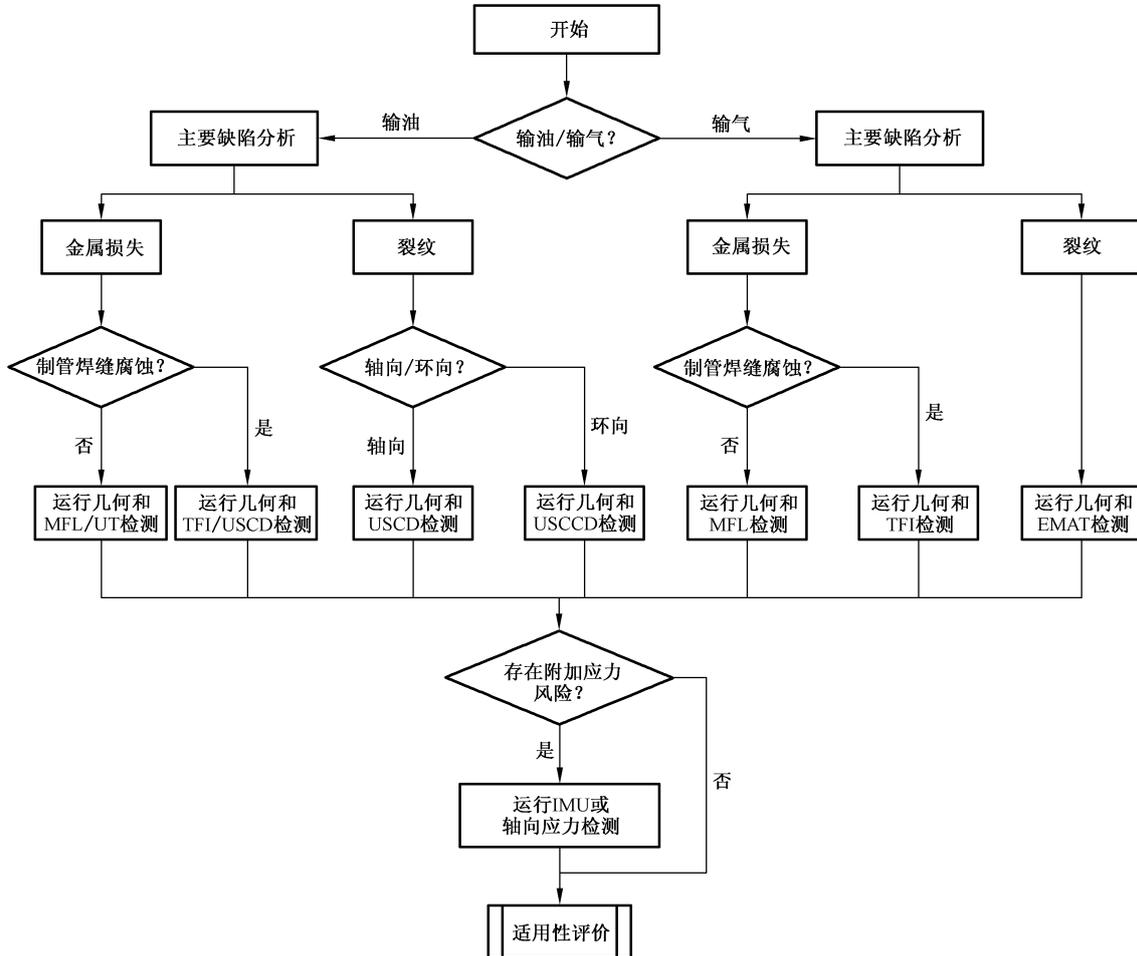
5.6.3 数据补充应按照第 6 章开展,补充后的数据应按照 5.2~5.5 的要求与原有数据进行整合,并重新进行数据质量分析、危害因素识别和致因分析。

6 检测与监测

6.1 内检测

6.1.1 应基于检测目的和检测对象选择合适的内检测方法,并确保所选用的内检测器满足检测要求。

6.1.2 针对管道本体缺陷检测,内检测器的选择见附录 B 中表 B.1(表 B.1 给出常用内检测器的类型和适用性);针对管道附加应力检测,使用采用中心线测绘(IMU)法或使用轴向应力内检测器。内检测技术选择流程见图 2。



说明:

- MFL —— 轴向漏磁;
- UT —— 超声测厚;
- TFI —— 环向漏磁;
- USCD —— 超声轴向裂纹;
- USCCD —— 超声环向裂纹;
- EMAT —— 电磁超声;
- IMU —— 中心线测绘。

图 2 内检测技术选择流程

6.1.3 内检测前应评价管道的可检测性。当存在限制条件时,宜通过改造或临时调整运行工况使其具备内检测条件。

6.1.4 各类型检测器性能指标应符合 GB 32167、GB/T 27699 和 SY/T 6597 等标准的规定。

6.1.5 宜采用同类型内检测器历史运行的验证测量数据、牵拉试验和开挖验证等方法对检测器性能和检测结果进行评价验证,形成验证报告,明确检测技术适用性和检测数据有效性。首次应用的内检测技术、新设备或检测新的缺陷类型应进行检测性能验证,并出具测试与评价报告。验证应按照 GB 32167、GB/T 27699 和 SY/T 6597 的规定执行。

基于历史数据验证内检测性能规格和检测结果时,应分析的影响因素包括但不限于:

- 输送介质;
- 内检测器运行速度;
- 管道运行压力和温度;
- 管道壁厚;
- 焊缝类型;
- 传感器等重要部件;
- 数据分析模型。

应根据试验目的分析各种因素对测量结果的影响设计牵拉试验,包括但不限于:

- 特征类型;
- 特征尺寸;
- 特征位置;
- 与其他特征的相互影响;
- 管道壁厚;
- 牵拉速度。

6.1.6 内检测实施过程应按照 GB/T 27699 和 SY/T 6597 执行,并做好运行记录。

6.1.7 应按照 GB/T 27699 和 SY/T 6597 的要求提交检测报告和检测特征列表,报告要求见附录 C。

6.1.8 内检测器运行后应根据检测结果开展开挖验证,评价和验证检测结果是否可接受。

开挖不同的检测缺陷时,应选择以下方法进行验证:

- a) 管道本体开挖无损检测,包括金属腐蚀部位外观检查、管道壁厚测定、腐蚀区域的描述,以及凹陷、变形等损伤检查;必要时还应进行腐蚀产物分析。对外腐蚀进行验证时,宜对土壤剖面分层情况以及土壤干湿度进行检查。
- b) 对于管道环焊缝异常,应进行外观检查和缺陷无损检测,可采用的方法包括但不限于射线、超声、相控阵、磁粉、渗透。

6.2 直接检测

6.2.1 管道开展直接检测前应进行以下判断,以确认管段是否具备直接检测条件:

- a) 防腐层剥离引起的电屏蔽部分管段、附近埋设有金属构筑物的管道不宜开展外腐蚀直接检测;
- b) 有内防腐层和衬里的管道不宜开展内腐蚀直接检测。

6.2.2 检测前应分析目标管道可能存在的随时间劣化的危害因素类型,选择适宜的直接检测、评价技术。

6.2.3 直接检测宜包括外腐蚀直接检测、内腐蚀直接检测、应力腐蚀开裂直接检测等。直接检测流程见图 3。

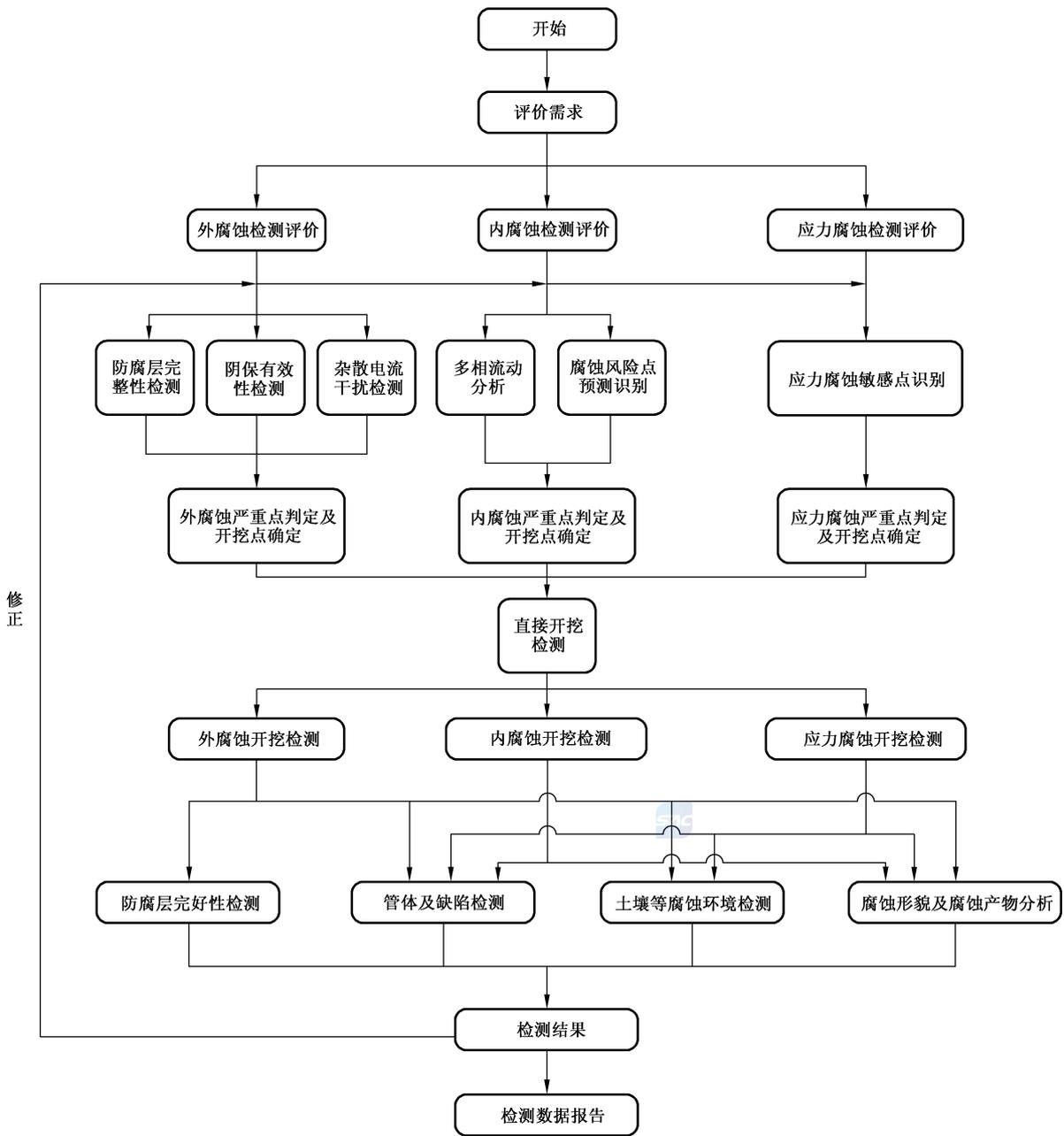


图 3 直接检测流程图

6.2.4 外腐蚀直接检测宜包括防腐保温层状态检测、管线阴极保护状态检测、交直流干扰及排流情况检测以及管道开挖检测等。

管道外腐蚀直接检测应按照 SY/T 0087.1 开展以下内容：

- a) 防腐保温层状况检测宜采用皮尔逊法、交流电位梯度法 (ACVG)、直流电位梯度法 (DCVG)、交流电流衰减法 (ACAS)、防腐层电阻率法等非开挖检测方式, 以及开挖处防腐层剥离检测等。
- b) 管线阴极保护状态检测宜采用密间隔电位测试 (CIPS)、试片电位法等检测方法。
- c) 交直流干扰及排流情况宜通过监测、检测管道或者干扰严重地段的干扰电流、干扰电压、腐蚀速率等参数获得。
- d) 应根据管道非开挖直接检测结果确定开挖点数量及位置。开挖处检测宜包括管道本体损伤检

测、土壤成分及腐蚀性分析、防腐保温层质量及剥离情况检测、腐蚀形貌和腐蚀产物分析等。宜通过超声、射线等方法开展管道本体损伤检测。

6.2.5 管道内腐蚀直接检测宜通过分析管道流动状态随高程里程的变化,预测内腐蚀高风险点分布,开挖处管道本体损伤检测等方式进行。

管道内腐蚀直接检测应按照 SY/T 0087.2 开展以下内容:

- a) 管道内腐蚀风险管段分布预测宜通过建立流动及腐蚀模型,并结合管道历史运行情况确定;
- b) 应选择管体内腐蚀风险管段进行开挖验证,宜通过超声导波、超声测厚、射线等方法进行无损检测。

6.2.6 可通过管道应力腐蚀敏感段识别、敏感管段地面检测以及开挖处管体检测等方式判断并获取管道应力腐蚀开裂数据。管道应力腐蚀直接检测程序和方法应执行 GB/T 36676 和 SY/T 0087.4 规定。

6.2.7 在检测评价过程中,应结合现场检测参数对检测数据进行调整和修正。

6.3 压力试验

6.3.1 试验压力值、稳压时间和试压介质应根据管道的危害因素识别、历史运行的最高压力、管道敷设高程差和管道周边环境等因素确定,并应符合 GB 32167 的规定。

6.3.2 对于在役管道的更换管段,试压介质宜选用水。试验方法和流程按照 GB 50369 执行。

6.3.3 对于在役管道压力试验,应根据周边环境、输送介质、输送压力、管道以往运行状态与失效记录等,对管道完整性状况进行分析,制定试压方案。

- a) 对于完整性较好的在役管道,可采用水、气体或输送介质开展试压,如采用介质试压,试验压力不应超过历史最高运行压力。
- b) 对于管道完整性较差的在役管道,宜根据管道缺陷修复、风险减缓及适用性评价情况,同时结合历史运行压力,确定较为安全的分步试压方案。试压介质可采用水、气体或输送介质,如采用介质试压,试验压力不应超过管道历史最高运行压力的 0.8 倍。任一阶段试压发生失败,应分析失效原因,调整试压方案。

6.3.4 对于发生泄漏或爆炸等失效事故的管道,压力试验应按照 6.3.3 b) 选择分步试压方案,如采用介质试压,试验压力不应超过管道失效事件发生时运行压力的 0.8 倍。

6.3.5 管道长期低于设计压力运行,当需要在设计压力范围内提压运行时,在确保风险可控条件下,可采用输送介质进行压力试验。

6.3.6 对于停输超过一年以上,介质已排空吹扫的封存管道,试压介质宜选用水,试验方法和流程按照 GB 50369 执行。对于介质未排空的停输管道,可采用水、气体或输送介质开展压力试验。如采用介质试压,试验压力不应超过历史最高运行压力,且应分步试压。

6.3.7 压力试验过程应控制升压速度与稳压时间,压力试验应采集试压终端的位置与高程、介质类型、随时间变化显示的试验压力/环境温度、稳压时间、泄漏点位置、泄漏量、泄漏发生时间、泄漏压力、泄漏原因分析等数据。

6.3.8 对于试压过程中出现泄漏的管道,应开挖验证,并检测泄漏管段,分析泄漏原因,明确管道危害因素。可通过试压管道分段、在试压介质中放入染料、着嗅剂或示踪剂,采用声学监控设备等手段查找定位泄漏。

6.4 管道本体应力应变监测

6.4.1 宜对管道可能承受地质灾害、土体移动等引起外部载荷的滑坡区、断裂带、采空区、冻胀或融沉区等区域进行本体应力应变监测,可采用振弦式应变计、光纤光栅或电阻式应变计等方法。

6.4.2 监测装置宜在管道建设期布设,并考虑与运营期信息平台的对接。

6.4.3 宜对管道初始应力进行检测,可采用的方法包括超声临界折射纵波法、纳米压痕法等无损检测方法。

6.4.4 监测数据的采集范围和频次应能反映管道受力行为和状态。

6.4.5 可根据所安装的传感器监测数值计算出缺陷位置的应力变化水平,并考虑初始应力的影响,作为缺陷评估时的载荷。

6.5 其他

6.5.1 缺陷的性质及尺寸可通过开挖验证无损检测确定。

6.5.2 宜根据地表位移监测、卫星遥感、深部土体位移监测等地质灾害监测数据,建立管土耦合等价模型等分析方法,作为缺陷的附加载荷因素进行评估。

6.5.3 可采用非开挖检测方法识别管体损伤、应力集中等异常情况,例如磁力层析检测、瞬变电磁检测等。

6.5.4 若管材性能不明或需要用材料的实测数据进行评价时,可采用取样或无损/微损的方法进行测试。

6.5.5 当缺少管段完整性评价的历史数据时,可与同期建设、相同材质且制管工艺、焊接工艺、输送工艺等条件相似的管道进行类比分析。

7 适用性评价

7.1 通则

7.1.1 适用性评价应包含以下内容:损伤机制确定、评价方法选择、结论与建议等。适用性评价流程见图 4。

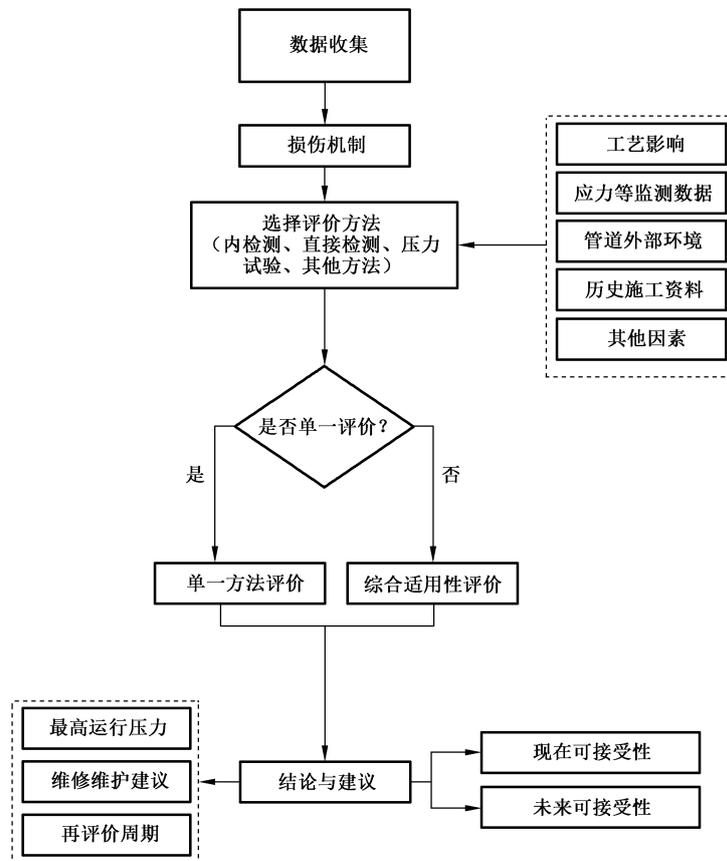


图 4 管道适用性评价流程

7.1.2 当管道运行条件与设计使用条件发生重大偏离时,宜进行重新评价。

7.2 基于内检测的适用性评价

7.2.1 对缺陷数据进行统计分析,根据缺陷的类型、分布规律以及与管道高程、地理环境、防腐层和阴极保护检测结果等的对应关系,分析缺陷的可能成因,包括但不限于:

- 缺陷总体统计分析;
- 缺陷分类统计分析;
- 缺陷数目沿检测里程段(如每 100 m)分布统计分析;
- 缺陷沿检测里程与时钟方位分布统计分析;
- 缺陷深度、轴向长度和环向宽度沿检测里程分布统计分析;
- 缺陷位于弯头、焊缝等位置的统计分析;
- 缺陷与地理环境、高程对应关系统计分析;
- 两次或多次时间周期内缺陷变化的统计分析。

7.2.2 适用性评价应结合缺陷致因分析的结果开展。

7.2.3 缺陷评价方法选择时应分析的因素,包括但不限于:

- 缺陷类型、性质及管材属性;
- 缺陷处管道承受的载荷类型;
- 评价数据的质量和类型;
- 评价方法的适用范围与局限性;
- 开挖验证信息与历史失效分析。

7.2.4 不同缺陷类型参照以下方法进行评价,缺陷类型与常用缺陷评价方法见附录 D。

- a) 腐蚀、制造缺陷与划痕等金属损失缺陷的失效模式主要为塑性失效,参照 SY/T 6151、SY/T 6477、SY/T 10048 等标准进行评价。
- b) 分层缺陷参照 SY/T 6477 进行评价。
- c) 宜采用基于深度或基于应变的准则对凹陷进行评价,同时考虑其他耦合缺陷或特征对结构完整性的影响,参照 SY/T 6996、SY/T 6477 等标准进行评价。
- d) 裂纹类缺陷应考虑断裂失效模式与塑性失效模型,参照 GB/T 19624 和 SY/T 6477 等标准进行评价。
- e) 环焊缝缺陷宜区分为体积型缺陷和平面型缺陷,参照 GB/T 19624 或 SY/T 6477 相应的方法进行评价。对于类型不明的缺陷宜结合历史失效事故或现场检测进一步验证,或按照平面型缺陷进行保守处理。碰死口、返修口处的环焊缝缺陷通常承受较大的装配应力或残余应力,评价时宜重点考虑。对于 X70 及以上钢级的环焊缝条状缺陷,可参照平面型缺陷保守评价。
- f) 斜接环焊缝应首先判断是否存在焊缝本体缺陷和超出设计状态的附加应力。斜接环焊缝上的焊缝本体缺陷评价时应综合分析斜接引起的附加载荷。超出工程验收标准的单独斜接参照 SY/T 6477 进行评价。
- g) 考虑椭圆变形对静态条件下结构完整性影响较小,可根据清管或内检测器的通过性评估其可接受性。

7.2.5 应根据缺陷评价方法、管道及数据的具体情况确定评价时使用的安全系数。对于失效后果严重的管段,或评价参数不确定性较大时,可适当增大安全系数。

7.2.6 应根据评价的目的和数据情况,确定评价的等级。

7.2.7 考虑检测的精确度,在评价缺陷的剩余强度或疲劳强度时,可对缺陷的测量尺寸增加适当的检验公差。

7.2.8 可采用 IMU 检测和轴向应力检测方法确定管道的弯曲载荷和轴向载荷,映射到管道缺陷位置,

作为评价参数的输入开展适用性评价。

7.2.9 应结合行业实践、管道企业的运行策略和管道的历史失效事故,开展剩余强度评价与剩余寿命预测,并确定不同类型缺陷的响应准则。常见缺陷的响应准则见附录 E。

7.2.10 对于与时间相关的缺陷,应基于管道投用时间、缺陷致因等信息,选用合适的管道缺陷增长预测模型,预测缺陷增长趋势。可通过多次检测/监测数据对比分析或模拟试验得出缺陷增长速率。腐蚀缺陷的增长速率计算见附录 F。

7.2.11 评价结果应给出主要缺陷及评价结论,指出管道缺陷的成因和状态,明确应采取的应对措施及运行建议。至少应包括:

- 立即响应缺陷列表;
- 计划响应缺陷列表;
- 最高允许操作压力;
- 再评价周期与方法。

7.3 基于直接检测的适用性评价

7.3.1 管道外腐蚀直接检测评价应根据管道外防腐层状况加以区别,并按照 SY/T 0087.1 开展以下评价:

- a) 有外防腐层的管道检测评价内容应包括阴极保护有效性评价、防腐层完整性评价、土壤腐蚀性评价等;
- b) 无外防腐层的管道或防腐层质量较差的管道,宜以确定腐蚀活性为主,管道腐蚀活性评价可通过开挖处管道腐蚀情况及土壤的腐蚀性确定;
- c) 管道阴极保护有效性评价宜包括管道存在的交直流干扰程度及排流防护效果的评价。

7.3.2 管道外腐蚀检测结果应根据现场检测和历史运行情况确定分级原则,分级评价时应包括但不限于土壤腐蚀性、阴极保护、外防腐层漏点大小及密度和交直流干扰等,并开展以下评价:

- a) 不同检测方法得到的单项检测结果应进行分级;单项评价后应根据土壤腐蚀性、阴极保护达标情况及外防腐层单项评价情况进行综合指标评价;
- b) 交、直流干扰腐蚀宜作为一个相对独立的评价因素,在交、直流干扰严重管段应单独进行评价。

7.3.3 开展管道内腐蚀直接检测评价时,应根据管道输送介质的类型分别采用不同的评价方法进行管道内腐蚀高风险点的识别,并按照 SY/T 0087.2 开展以下评价:

- a) 应识别引起管道不同部位内腐蚀风险差异的主要因素,识别过程中应根据管道内多相流流型、地形地貌、管道规格变化等因素进行子管段的划分;
- b) 对于输送介质含水量较小、不能在管段中形成连续水层的管道,宜通过流动模型分析管道中水相的沉积趋势和沉积位置来识别管道内腐蚀高风险点;
- c) 对于输送介质含水量较高、能在管道中形成连续水层的管道,应通过建立流动模型和腐蚀模型识别内腐蚀风险点,模型宜能识别不同管段由于温度、压力、CO₂、H₂S、pH、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。

7.3.4 管道应力腐蚀开裂评价管段的选取应分析管道运行压力、管龄、防腐层类型等因素,并确定易出现应力腐蚀开裂的管段的优先次序,发生过应力腐蚀开裂的管段应确定为应力腐蚀开裂敏感区域,并按照 SY/T 0087.4 开展以下评价:

- a) 管道应力腐蚀开裂敏感管段开挖点的选择应为出现应力腐蚀开裂可能性最大的位置,并优先选择在管道之前出现过应力腐蚀开裂处附近或与之前出现的应力腐蚀开裂管道具有相同特征的位置;
- b) 开挖点选择也可通过地面测量、地形和土壤环境调查以及专项调查等方式确定。

7.3.5 直接检测评价应结合腐蚀产物分析结果、环境腐蚀性分析结果、开挖检测结果等情况分析腐蚀

发生的原因,并应评价当前腐蚀防护措施是否有效。

7.3.6 内腐蚀原因分析时应识别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。

7.3.7 应根据检测评价结论确定是否需要采取减缓措施以及减缓措施的优先次序。

7.3.8 宜根据开挖检测评价结果及原因分析修正评价分级准则;开挖检测过程中发现比非开挖检测评价结果更严重时,可重新检测评价或采用其他完整性检测评价方法。

7.3.9 直接检测评价宜结合管道内检测数据开展,开展内检测的管道,开挖位置与数量的选择应与内检测结果相结合。

7.3.10 直接检测评价报告应明确采用的检测评价方法的有效性和局限性,以及根据检测评价结果计算的评价对象的剩余使用寿命、再评价周期和维修维护建议等。

7.4 基于压力试验的适用性评价

7.4.1 应根据压力试验采集的最高试验压力、稳压时间、是否存在压力测试条件下失效、失效压力值等数据,结合现有管道参数和历史运行压力等数据评价管道完整性。

7.4.2 对于试压过程发生泄漏的管道,进行失效分析,明确管道危害因素与特征,明确缺陷的类型,判定缺陷是否随时间劣化,并估算缺陷的发展速度。

7.4.3 对于未泄漏管道,管道安全运行压力应根据最大试验压力、失效压力值、安全系数等确定;下次完整性评价的时间间隔应根据现有管道壁厚、本次试验压力值、管道运行参数、预估缺陷增长特征、管道地质及环境变化和管道维护水平等组合因素确定。



7.5 综合评价

7.5.1 可将多种完整性评价方法采集的数据进行对齐和关联性分析,考虑管道运行工艺、外部环境条件变化、应力应变监测等因素,明确缺陷和应力的分布及产生的原因,开展综合评价。

7.5.2 综合评价时应以基于内检测的适用性评价方法为主,结合其他检测、监测、外部环境、评价等数据,综合确定缺陷、载荷和材料性能参数。当管道承受明显外部载荷时,应采用位移监测、管体应力应变监测、管-土数值模拟结果等数据,综合确定管道载荷。

7.5.3 对于无法准确量化的缺陷或无法采用适用性评价方法时,可基于评价管道或条件相似管道的历史失效分析或缺陷致因分析,确定关键影响因素,采用半定量或定性的方法综合评价失效概率和失效后果。

7.5.4 宜结合内检测、直接检测、外部环境等可获取的数据综合分析缺陷成因。基于致因分析结果,预测与随时间劣化缺陷的增长速率。对于非线性增长速率的缺陷,宜适当调整管道再评价周期。

7.5.5 对于应力腐蚀开裂,宜根据评价需要开展载荷分析、周围土壤或水腐蚀环境分析、材料腐蚀开裂敏感性分析等,综合评价材料应力腐蚀开裂的可能性。宜结合应力腐蚀开裂直接检测评价和内检测结果,综合评价应力腐蚀开裂敏感区域和开裂扩展速率。

7.5.6 对于无法获得可靠的环焊缝缺陷评价参数的管道,可从环焊缝缺陷检测、载荷作用、材料性能、外部环境等方面开展环焊缝综合风险分析,给出风险排序和维修维护建议。

7.5.7 开展环焊缝综合风险分析,可采用专家打分或历史失效统计等方法得出环焊缝风险分析指标权重。考虑因素宜包括:

- 缺陷检测:内检测异常分级、建设期无损检测等;
- 载荷作用:内压,土体移动等造成的附加载荷,残余应力,连头、弯管、短节、斜接、错边、变壁厚、返修口等应力集中位置等;
- 材料性能:强度、韧性、焊缝匹配因素等;
- 外部环境:地质不稳定区域、高后果区等。

7.5.8 可根据事故管段实际情况选择缺陷适用性评价、环焊缝综合风险分析、基于压力试验的适用性

评价等制定管道运行压力恢复方案。

7.6 其他特殊情况评价

7.6.1 存在较大附加应力的管段,应进行应力分析计算。应力分析计算应结合实际工况,采用数值模拟或者应力测试方法,分析管道的应力状态。

7.6.2 有下列情况之一的管道,应按照 GB 50251 和 GB 50253 规定方法进行耐压强度校核:

- 管道最大允许操作压力提高,或者运行温度改变的;
- 输送环境发生重大改变,管道地区等级升级的。

7.6.3 有下列情形之一的钢质管道,应按照 GB/T 30582 进行材料适用性评价:

- 输送介质种类发生重大变化,改变为更危险介质的;
- 腐蚀环境发生显著改变的。

7.7 结论和建议

7.7.1 应结合管道运行相关标准、行业惯例和运行策略,综合分析管道历史失效事故,确定不同类型缺陷的当前完整性,包括可接受准则和目前缺陷的可接受性。

7.7.2 对于随时间劣化的缺陷,应根据缺陷增长预测结果评估其未来完整性,给出下一评价周期内缺陷的可接受性。

7.7.3 应根据缺陷失效模式、高后果区失效后果的严重程度、缺陷预计剩余寿命,给出缺陷修复计划、优先级和修复方法建议。应评估检测和完整性评价结果的及时性,缺陷修复时间从现场检测完成之日起计算。

7.7.4 应结合管道历史失效事故和近期运行情况,提出维修前含缺陷管道的安全运行压力建议。

注:在确定含缺陷管道的安全操作压力时,需要考虑的因素包括但不限于:

- 管道检测方法的适用性(如金属损失检测工具对裂纹和裂纹类缺陷不敏感);
- 管道缺陷的检测概率、尺寸精度和置信度;
- 除内压外,是否考虑了缺陷处管道其他荷载对缺陷承压能力的影响;
- 缺陷失效模式和失效后果的严重程度。

7.7.5 应根据方法的适用性、风险评价结果和管道安全运行条件按以下要求确定不同完整性评价方法的再评价周期。

- a) 宜综合考虑检出缺陷精度及置信度、缺陷增长对未来管道完整性的影响、预测结果随时间增长的分散性、未来需维修缺陷数量增长趋势与再检测的经济性对比,结合风险评价、高后果区情况,给出再检测评价的时间间隔和再检测评价的方法建议。
- b) 应根据检测发现的腐蚀程度、介质腐蚀性、维护程度、腐蚀增长和外部干扰程度,确定不同管段直接检测再评价周期。
- c) 应根据现有管道壁厚、本次试压压力值、管道运行参数、预计缺陷增长特征、管道地质环境、管道维护水平等综合因素计算确定试压再评价周期。
- d) 有下列情况之一的管段,宜适当缩短再评价周期:
 - 运行条件发生重大变化;
 - 非人为因素导致的泄漏失效事件时有发生;
 - 发生应力腐蚀,防腐(绝缘)涂层损坏严重,阴极保护缺乏有效性,局部腐蚀严重;
 - 承受交变载荷,可能导致疲劳失效。
- e) 在确定管道下次再评价周期时,可不考虑已修复缺陷和局部个别缺陷的影响。

8 完整性评价报告

8.1 完整性评价报告宜包括如下内容：

- 管道概况；
- 评价所用管道的相关参数；
- 缺陷开挖验证结果；
- 评价数据收集和整理；
- 缺陷统计及缺陷致因分析；
- 不同类型缺陷的完整性评价；
- 评价结论和维护建议；
- 再评价计划建议和管道安全运行建议。

8.2 应结合评价对象、评价方法和评价结果给出结论与建议，包括管道当前与未来完整性、再评价周期及安全运行建议。

8.3 完整性评价结论和安全运行及维修维护建议应综合考虑剩余强度计算结果、高后果区、风险评价、介质温度、压力变化及土壤应力等情况。

8.4 对于随时间劣化的腐蚀、疲劳等缺陷，宜定期监测发展趋势，根据缺陷发展情况，调整缺陷修复计划及再评价周期。



附 录 A
(资料性)
需要准备的数据

A.1 管段属性数据

管段属性数据包括但不限于：

- a) 起始/结束位置；
- b) 材质；
- c) 直径；
- d) 壁厚；
- e) 设计温度及压力；
- f) 焊缝类型及焊缝系数。

A.2 建设数据

建设数据包括但不限于：

- a) 建设单位；
- b) 设计单位；
- c) 监理单位；
- d) 施工单位；
- e) 开工日期；
- f) 竣工日期；
- g) 投运日期；
- h) 弯管及弯头信息；
- i) 连接方式、工艺及检验结果；
- j) 管道纵断面图、埋深数据；
- k) 交叉(与公路、铁路、高压输电线路、河流等)；
- l) 压力测试；
- m) 现场涂装方法；
- n) 土壤信息；
- o) 阴极保护信息；
- p) 涂层信息；
- q) 制造商；
- r) 制造日期；
- s) 其他相关数据。

A.3 运行数据

运行数据包括但不限于：

- a) 输送介质属性；
- b) 最大/最小运行压力；
- c) 最大/最小运行温度；
- d) 泄漏/失效历史；

- e) 涂层状态；
- f) 阴极保护系统性能及历史数据；
- g) 内外壁腐蚀监控；
- h) 压力波动；
- i) 调节/泄放装置性能；
- j) 管道的破坏、损伤及维修历史；
- k) 其他数据。

A.4 检测数据

检测数据包括但不限于：

- a) 内检测数据及报告；
- b) 直接检测数据及报告。

A.5 载荷数据

载荷数据包括但不限于：

- a) 缺陷处管道承受的内部压力；
- b) 弯曲载荷(应力控制、位移控制)；
- c) 轴向载荷；
- d) 残余应力；
- e) 其他载荷。

A.6 材料力学性能数据

力学性能数据包括但不限于：

- a) 母材与焊缝的强度(屈服强度、抗拉强度)；
- b) 母材与焊缝的韧性(冲击韧性、断裂韧性)；
- c) 母材与焊缝韧脆转变温度；
- d) 其他力学性能。

A.7 其他数据

其他数据包括但不限于：

- a) 地区等级及高后果区位置；
- b) 地理及环境信息；
- c) 风险评价结果；
- d) 其他。

附录 B
(资料性)
内检测器类型与检测用途

不同缺陷类型对应的检测技术能力见表 B.1。

表 B.1 不同缺陷类型对应的检测技术能力表

异常	缺陷/缺陷/特征	金属损失检测器			裂纹检测器			变形检测器
		轴向漏磁(MFL)	超声测厚(WMD) ^m	超声裂纹(CD) ^m	电磁超声(EMAT)	环向漏磁(TFD)		
金属损失	外腐蚀	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	检不出
	内腐蚀							
	划痕							
类裂纹	狭长轴向外腐蚀	可检出	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	检不出
	应力腐蚀开裂(SCC)	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	检不出
	疲劳裂纹	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	检不出
	直焊缝裂纹等(焊趾裂纹、钩形裂纹、未焊透、焊缝优先腐蚀)	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	检不出
	环向裂纹	可检出 ^a 可判定尺寸	检不出	可检出 ^b 可判定尺寸 ^b	可检出 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	检不出
	氢致裂纹	检不出	可检出 ^a	有限检出	检不出	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸	有限检出 ^a 可判定尺寸

表 B.1 不同缺陷类型对应的检测技术能力表 (续)

异常	缺陷/缺陷/特征	金属损失检测器			裂纹检测器			变形检测器
		轴向漏磁(MFL)	超声测厚(WMT) ^m	超声裂纹(CD) ^m	电磁超声(EMAT)	环向漏磁(TFD)		
焊缝异常	直焊缝未熔合	检不出	可检出 ^e 可判定尺寸 ^e	检不出				
	螺旋焊缝未熔合	可检出 ^e 可判定尺寸 ^e	检不出	检不出	检不出	可检出 ^e 可判定尺寸 ^e	可检出 ^e 可判定尺寸 ^e	检不出
	环焊缝未熔合	可检出 ^e 可判定尺寸 ^e	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出
	环焊缝异常(气孔等)	可检出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出
变形	尖锐凹陷	可检出 ^{d,e}	可检出 ^f 可判定尺寸					
	平滑凹陷	可检出 ^{d,e}	可检出 ^f 可判定尺寸					
	鼓胀	可检出 ^{d,e}	可检出 ^f 可判定尺寸					
	皱纹、波纹	可检出 ^{d,e}	可检出 ^f 可判定尺寸					
	椭圆度	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸 ^b
	管式阀和配件	可检出						
各种部件	套管(同心)	可检出	检不出	检不出	检不出	可检出	可检出	检不出
	套管(偏心)	可检出	检不出	检不出	检不出	可检出	可检出	检不出
	弯头	有限检出	有限检出	有限检出	有限检出	有限检出	有限检出	可检出 ^h 可判定尺寸 ^h
	支管附件/带压开孔	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出	检不出
	临近金属物	可检出	检不出	检不出	检不出	可检出	可检出	检不出
	铝热焊接	检不出						
	管道坐标	可检出 ^k						

表 B.1 不同缺陷类型对应的检测技术能力表 (续)

异常	缺陷/缺陷/特征	金属损失检测器			裂纹检测器			变形检测器
		轴向漏磁(MFL)	超声测厚(WM) ^m	超声裂纹(CD) ^m	电磁超声(EMAT)	环向漏磁(TFD)		
维修记录	A型套筒	可检出	检不出	检不出	检不出	可检出	检不出	
	B型套筒	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出	检不出	
	复合套筒	可检出 ⁱ	检不出	检不出	检不出	可检出 ⁱ	检不出	
	补丁/半圆补强板	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出	检不出	
	沉积焊	有限检出	检不出	检不出	检不出	有限检出	检不出	
各种损伤	分层	有限检出	可检出 可判定尺寸 ^b	有限检出	检不出	有限检出	检不出	
	夹杂物	有限检出	可检出 可判定尺寸 ^b	有限检出	有限检出	有限检出	检不出	
	冷作	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	
	硬点	可检出 ^j	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	
	磨痕	有限检出 ^a	可检出 ^{a,b}	可检出 ^{a,b,m}	可检出 ^c	有限检出 ^{a,b}	检不出	
	应变	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	可检出 ^j	
	疤/毛刺/鼓泡	有限检出	可检出	可检出 ^{a,b}	可检出	有限检出 ^a	有限检出	
	涂层剥离	检不出	可检出	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	检不出	
	^a 用于探测类裂纹特征需要一定开口宽度,闭合裂纹减小了检测概率(POD)。 ^b 传感器旋转90°。 ^c 依赖于异常的方向。 ^d POD的减小取决于尺寸与形状。 ^e 尺寸量化依赖于使用的检测器。 ^f 如装配设备,也可检测环向位置。 ^g 尺寸不可靠。 ^h 如装配弯头测量设备。 ⁱ 不可探测未做磁性标记的复合套筒。 ^j 如装配设备,取决于参数。 ^k 如装配具有测绘能力的设备。 ^l 技术可能被用于检测涂层结合性能的变化。 ^m 仅在液体环境,即液体管道或液体耦合的气体管道中能使用的内检测技术。基于EMAT的壁厚测量不需要液体耦合。							

附 录 C
(资料性)
内检测报告要求

C.1 检测报告内容

检测报告内容包含但不限于：

- a) 检测工程概述,包括管道缺陷状况；
- b) 检测技术性能指标；
- c) 检测时间；
- d) 检测器运行数据；
- e) 管道列表(包括与上一轮检测的对齐列表)；
- f) 异常列表(包括与上一轮检测的对齐列表)；
- g) 壁厚分布列表(所有检测到的壁厚变化点必须全部报告)；
- h) 统计数据和概要；
- i) 缺陷评价方法；
- j) 严重缺陷开挖单；
- k) 地面参考点与管道上相对永久标志(如里程桩等)的对应关系；
- l) 应变评价报告和数据。

C.2 检测质量信息

报告中对于检测器运行数据的描述包含但不限于：

- a) 数据采样频率或间距；
- b) 检测阈值；
- c) 报告阈值,如果双方未指定则采用 $POD=90\%$ 时的特征；
- d) 检测器运行速度曲线、压力曲线和温度曲线；
- e) 损坏的传感器统计。

C.3 检测列表要求

对于最终检测成果,除了包含 C.1、C.2 要求之外,还包括但不限于以下列表：

- a) 总的管道列表(包含全部检测到的特征)；
- b) 异常列表；
- c) 凹陷列表；
- d) 外部金属物列表；
- e) 壁厚分布列表(所有变化分布点必须全部报告并在数据软件中标注)；
- f) 金属损失列表；
- g) 地面参考点对应表；
- h) 环焊缝异常列表-螺旋焊缝异常列表；
- i) 几何变形特征列表；
- j) 斜接焊缝和斜接弯头列表；
- k) 偏心套管列表；
- l) 应变特征列表。



附录 D
(资料性)
缺陷评价方法

缺陷评价方法见表 D.1。

表 D.1 缺陷评价方法

缺陷类型	相关标准	
	国内	国外
腐蚀	GB/T 19624 GB/T 30582 SY/T 6151 SY/T 6477 SY/T 10048	API 579-1/ASME FFS-1 ASME B31G BS 7910 DNVGL-RP-F101
划痕	SY/T 6151 SY/T 6477	API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910 Shannon 方法
管体制造缺陷 ^a	SY/T 6151 SY/T 6477	API 579 BS 7910 Shannon 方法
分层	SY/T 6477	API 579
凹陷	SY/T 6477 SY/T 6996	API RP 1183 ASME B31.4 ASME B31.8 CSA Z662
焊缝缺陷 ^b	GB/T 19624 SY/T 6477	API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910
裂纹	GB/T 19624 SY/T 6477	API RP 1176 API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910
^a “管体制造缺陷”评价时区分为平面型、体积型或其他类型。 ^b “焊缝缺陷”评价时区分为平面型、体积型或其他类型,可结合历史失效事故或现场检测进一步验证缺陷其类型,或按照平面型缺陷进行较为保守的评价。碰死口、返修口处的环焊缝缺陷通常承受较大的装配应力或残余应力,评价时一并考虑。		



附 录 E
(资料性)
缺陷的响应准则

E.1 腐蚀缺陷的响应准则

腐蚀缺陷的响应准则如下：

- a) 满足下列条件之一的,立即响应：
 - 最大安全操作压力小于最大允许运行压力(MAOP)；
 - 缺陷最大深度达到或超过壁厚的 80%。
- b) 以选定的腐蚀速率增长评估时,最大安全操作压力小于 MAOP,或深度达到 80%的,计划响应。

E.2 划痕的响应准则

划痕的响应准则如下：

- a) 满足下列条件之一的,立即响应：
 - 最大安全操作压力小于 MAOP；
 - 缺陷最大深度达到或超过壁厚的 60%。
- b) 当划痕处发生腐蚀并继续增长时,以选定的腐蚀速率增长进行评估,最大安全操作压力小于 MAOP,或深度达到 80%的,计划响应。

E.3 裂纹的响应准则

裂纹的响应准则如下：

- a) 满足下列条件之一的,立即响应：
 - 以选定的评价方法进行评价,结果为不可接受；
 - 缺陷的最大深度达到或超过壁厚的 50%。
- b) 满足下列条件之一的,计划响应：
 - 缺陷的最大深度达到或超过壁厚的 30%；
 - 预测疲劳引起的裂纹失效。

E.4 凹陷的响应准则**E.4.1 基于深度的评价响应准则如下：**

- a) 满足下列条件之一的,立即响应：
 - 弯折凹陷；
 - 含有划痕、裂纹、电弧灼伤或焊缝缺陷的凹陷；
 - 在焊缝上且深度大于 4%管道直径的凹陷；
 - 含有腐蚀且腐蚀深度大于 40%管道壁厚的凹陷；
 - 深度大于 6%管道直径的凹陷。
- b) 满足下列条件之一的,计划响应：
 - 在高强度(X65 及以上钢级)环焊缝上且深度大于 2%管道直径的凹陷；
 - 含有腐蚀且腐蚀深度为 10%~40%管道壁厚,腐蚀经评价需要响应的凹陷；
 - 在螺旋焊缝和直焊缝上、位于管道上半部分且深度大于 2%管道直径的凹陷；

- 预测疲劳失效的凹陷。

E.4.2 基于应变的评价响应准则如下：

a) 满足下列条件之一的，立即响应：

- 弯折凹陷；
- 含有划痕、电弧灼伤、裂纹或焊缝缺陷的凹陷；
- 含有腐蚀且腐蚀深度大于40%管道壁厚的凹陷；
- 应变大于6%的凹陷。

b) 满足下列条件之一的，计划响应：

- 在焊缝上且应变大于4%的凹陷；
- 含有腐蚀且腐蚀深度为10%~40%管道壁厚，腐蚀经评价需要响应的凹陷；
- 预测疲劳失效的凹陷。

E.5 焊缝缺陷的响应准则

E.5.1 体积型焊缝缺陷的响应准则如下：

a) 满足下列条件之一的，立即响应：

- 选定的评价方法评价结果为不可接受；
- 缺陷的最大深度达到或超过壁厚的60%。

b) 缺陷的最大深度达到或超过壁厚40%的，计划响应。

E.5.2 平面型焊缝缺陷应按照裂纹评价，响应准则按照 E.3 裂纹处理。

附录 F
(资料性)
腐蚀增长速率计算

F.1 通过统计方法分段分别计算内、外腐蚀缺陷点的腐蚀增长速率。按式(F.1)分别计算内、外腐蚀缺陷点的腐蚀速率。

$$G_r = \frac{\Delta d}{\Delta T} \dots\dots\dots (F.1)$$

式中：

- G_r —— 腐蚀速率,单位为毫米每年(mm/a);
- Δd —— 同一位置两次检测的壁厚差,单位为毫米(mm);
- ΔT —— 同一位置两次检测的时间差,单位为年(a)。

注：如只有一次检测, Δd 为原始壁厚和测量壁厚之差, ΔT 为建设时间/投产时间与检测时间之差。

F.2 按式(F.2)分别计算内、外腐蚀速率边界值。

$$G'_r = \mu_G + \sigma_G \dots\dots\dots (F.2)$$

式中：

- G'_r —— 腐蚀速率边界值,单位为毫米每年(mm/a);
- μ_G —— 管段所有腐蚀点腐蚀速率的平均值,单位为毫米每年(mm/a);
- σ_G —— 管段所有腐蚀点腐蚀速率的标准差,单位为毫米每年(mm/a)。

F.3 当腐蚀点自身腐蚀速率小于或等于腐蚀速率边界值时,以腐蚀速率边界值作为该腐蚀点选定的腐蚀速率进行增长预测;当腐蚀点自身腐蚀速率大于腐蚀速率边界值时,以该腐蚀点自身腐蚀速率作为该腐蚀点选定的腐蚀速率进行增长预测。

参 考 文 献

- [1] GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定
- [2] SY/T 6151 钢质管道管体腐蚀损伤评价方法
- [3] SY/T 6477 含缺陷油气管道剩余强度评价方法
- [4] SY/T 6996 钢质油气管道凹陷评价方法
- [5] SY/T 10048 腐蚀管道评估推荐作法
- [6] TSG D7003 压力管道定期检验规则—长输管道
- [7] ISO/TS 12747 Petroleum and natural gas industries—Pipeline transportation systems—Recommended practice for pipeline life extension
- [8] ISO 16708 Petroleum and natural gas industries—Pipeline transportation systems—Reliability-based limit state methods
- [9] API 579-1 Fitness-For-Service
- [10] API RP 1110 Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines
- [11] API PUBL 1156 Effects of smooth and rock dents on liquid petroleum pipelines
- [12] API RP 1160 Managing system integrity for hazardous liquid pipelines
- [13] API Std 1163 In-line Inspection Systems Qualification
- [14] AS 2885.3 Pipelines—Gas and liquid petroleum Part 3: Operation and maintenance
- [15] ASME B31.8 Gas transmission and distribution piping systems
- [16] ASME B31G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines
- [17] BS 7910 Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures
- [18] BS/PD 8010-4 Pipeline systems Part 4: Steel pipelines on land and subsea pipelines—Code of practice for integrity management
- [19] CSA Z662 Oil and gas pipeline systems
- [20] DNV-RP-F101 Corroded pipelines
- [21] DNV-RP-F108 Assessment of flaws in pipeline and riser girth welds
- [22] EN 15399 Gas infrastructure—Safety Management System for Gas Networks with maximum operating pressure up to and including 16 bar
- [23] EN 16348 Gas infrastructure—Safety Management System (SMS) for gas transmission infrastructure and Pipeline Integrity Management System (PIMS) for gas transmission pipelines—Functional requirements
- [24] NACE SP0102 In-Line Inspection of Pipelines
- [25] NACE SP0110 Wet gas internal corrosion direct assessment methodology for pipelines
- [26] NACE SP0204 Stress corrosion cracking (SCC) direct assessment methodology
- [27] NACE SP0206 Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas
- [28] NACE SP0208 Internal corrosion direct assessment methodology for liquid petroleum pipelines
- [29] NACE SP0502 Pipeline external corrosion direct assessment methodology
- [30] NACE 35100 In-line Inspection of Pipelines