

ICS 75—010

E 10

备案号：33547—2011

**SY**

# 中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6825—2011

---

## 管道内检测系统的鉴定

**In-line inspection systems qualification**

(API Std 1163: 2005, MOD)

2011—07—28 发布

2011—11—01 实施

---

国家能源局 发布

## 目 次

前言 .....	III
引言 .....	IV
0.1 概述 .....	IV
0.2 指导原则 .....	IV
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语、定义和缩略语 .....	1
4 系统鉴定的过程 .....	11
4.1 概述 .....	11
4.2 人员资质 .....	12
4.3 运营方和服务提供方职责 .....	12
5 内检测系统的选择 .....	12
5.1 概述 .....	12
5.2 检测目的和对象 .....	12
5.3 物理和运行特性及限制 .....	12
5.4 内检测系统的选择 .....	13
5.5 性能规范 .....	13
6 性能规范的鉴定 .....	13
6.1 概述 .....	13
6.2 性能规范 .....	13
6.3 资质认证要求 .....	18
6.4 文件和其他要求 .....	19
7 系统运行的确认 .....	20
7.1 概述 .....	20
7.2 项目要求 .....	20
7.3 检测之前要求 .....	21
7.4 检测期间运行要求 .....	21
7.5 检测之后要求 .....	22
8 系统结果的验证 .....	22
8.1 概述 .....	22
8.2 系统结果的评估 .....	23
8.3 使用验证测量 .....	25
8.4 对使用验证结果的结论 .....	25
9 报告要求 .....	25
9.1 概述 .....	25

9.2 内检测系统性能规范	26
9.3 报告内容	27
9.4 报告格式	28
10 质量管理体系	29
10.1 体系范围	29
10.2 质量体系文件	29
10.3 质量控制	30
10.4 持续改进	31
10.5 质量体系审核	32
附录 A (资料性附录) 性能规范示例	33
附录 B (资料性附录) 内检测系统过程一览表示例	35
附录 C (资料性附录) 现场特征定位/验证活动示例	36
附录 D (资料性附录) 验证开挖异常文件示例 (用于金属损失异常)	39
附录 E (资料性附录) 使用性能规范对单体验证测量的比较	41
参考文献	47

## 前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准修改采用 API Std 1163: 2005《内检测系统的鉴定标准》(英文版)。本标准提供了用于天然气和危险性液体管道的内检测系统的鉴定要求。

本标准在编制中,为便于使用,删除了 API Std 1163: 2005 的前言,并对章节、图表的序号做了部分编辑性修改。API Std 1163: 2005 第 3 章中涉及的相应标准已经被我国标准采用的,即替换为我国标准,未被我国采用的标准,仍予以保留,但将部分资料性引用文件列入后面的参考文献中。建议执行本标准时,参考相应的国外标准。删除了 API Std 1163: 2005 第 4 章术语和解释中已给出的部分缩略语以及与 GB/T 1.1—2009 概念相冲突的部分术语。

本标准由石油工业油气储运专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位:中国石油天然气股份有限公司管道分公司、中国海洋石油有限公司开发生产部、GE PII 公司、中油管道检测技术有限责任公司。

本标准主要起草人:王学力、冯庆善、王富祥、张海亮、宋汉成、燕冰川、张永盛、谷飏、周武章、金虹。

## 引 言

### 0.1 概述

本标准提供了用于天然气和危险性液体管道的内检测系统的鉴定要求。本标准使以下方面得到保证：

- a) 检测服务提供方对内检测系统性能，做出清晰、统一和可验证的报告。
- b) 管道运营方选择一项适合检测条件的检测系统。这些条件包括但不限于管道材料特性、管道运行条件及期望检测和测量的异常类型。
- c) 内检测系统在规定条件下运行正常。
- d) 在检测之前、检测期间和检测之后，遵循检测程序。
- e) 使用本标准介绍的说明各项异常的通用术语。
- f) 报告的数据和检测结果按统一格式提供预期的精度和质量。

本标准用户宜认识到有些应用需要有进一步或不同的要求。本标准不妨碍使用本标准未涵盖的检测系统或工程方案。对于创新性开发技术可个别应用。如果一项变更方案与本标准的所有差别都已被确认和记录，也可使用本标准。

### 0.2 指导原则

用于进行内检测与结果分析的设备 and 人员应符合本标准及相关配套标准：ASNT ILI - PQ《内检测人员资质和证明》和 NACE RP 0102《管道内检测》。综合在一起，这三项标准为内检测系统——包括内检测器、软件和操作系统及分析结果的人员的鉴定规定了要求和程序。本标准是涵盖内检测系统所有方面的一份概述性文件，包括了所引用的 ASNT ILI - PQ 和 NACE RP 0102 的要求。

本标准并非特定的技术规范，它适用于内检测系统使用的现有和未来的各项技术。

本标准基于技术性能，为鉴定程序提供要求，但未明确如何满足这些要求。

本标准明确了内检测系统鉴定的程序文件。

本标准的目的之一是促进内检测质量和精度的持续改进。

本标准尽可能地使用来自其他适用标准的现有术语和定义。第 3 章提供了一些术语的定义。

使用内检测系统管理管道的完整性，需要服务提供方和运营方之间进行密切合作和相互促进。本标准明确规定了服务提供方和运营方所要求的合作领域，以确保检测程序获得满意的结果。服务提供方有责任确定内检测系统的能力、用途以及使用方法的合理。运营方承担的最终职责包括：

- a) 识别要调查的特定风险（威胁）。
- b) 选择适当的检测技术。
- c) 保持运行条件在不影响检测器性能规范的范围內。
- d) 确认检测结果。

遵照本标准，可使内检测系统的评估、使用和结果验证合理相容，确保获取可接受的检测结果。

## 管道内检测系统的鉴定

### 1 范围

本标准涵盖了内检测系统在陆上和海洋天然气与危险性液体管道上的应用，包括但不限于：检测管道系统的金属损失、裂纹、机械损伤、管道几何形状、管道定位或测绘。本标准适用于现有的和正在开发的技术。

本标准是一项概述性文件，为内检测系统提供基于技术性能的要求，包括程序、人员、设备和相关的软件。

本标准包括以下章节：

- 术语、定义和缩略语。
- 系统鉴定的过程——鉴定过程需要参考的内检测人员和设备资质要求。
- 内检测系统的选择——为特定管道选择内检测系统的要求。
- 性能规范的鉴定——制定、编制文件和验证内检测系统的技术性能指标要求。
- 系统运行的确认——运行内检测系统之前、期间和之后应满足的要求，以保证系统功能正常。
- 系统结果的验证——要求检测结果与技术性能规范一致。
- 报告要求。
- 质量管理体系——文件编制、质量控制、持续改进和系统审查的要求。

### 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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。

SY/T 6621—2005 输气管道系统完整性管理（ASME B31.8S；2001，IDT）

SY/T 6648—2006 危险液体管道的完整性管理（API Std 1160；2001，MOD）

ASNT ILI-PQ 内检测人员资质和证明（In-line inspection personnel qualification and certification）

NACE RP 0102 管道内检测（In-line inspection of pipelines）

NACE TR 35100 管道无损内检测（In-line nondestructive inspection of pipelines）

### 3 术语、定义和缩略语

下列术语、定义和缩略语适用于本文件。

#### 3.1

**标识器** above-ground marker (AGM)

置于管道上方的便携或永久性设备，探测和记录内检测器通过信号或发给该检测器探测和记录的信号。

3.2

**可处理异常 actionable anomaly**

运营方基于对异常和管道数据的分析,认为可能超过接受限度的异常(见图1)。

3.3

**异常 anomaly**

管材、涂层或焊缝的一项偏离正常的未经验证的偏差(见图1)。另见 3.47 瑕疵、3.26 缺陷和 3.38 特征。

3.4

**异常和管道数据分析 anomaly & pipeline data analysis**

通过对异常和管道数据进行综合与分析,进一步分类和表征异常的过程。

3.5

**附件 appurtenance**

附加在管道上的部件,如阀门、三通、套管、仪表接头。

3.6

**ASME (American Society of Mechanical Engineers)**

美国机械工程师协会,也称为 ASME 国际。

3.7

**ASNT (American Society for Nondestructive Testing)**

美国无损检测学会。

3.8

**弯头 bend**

改变管道方向的物理结构。

3.9

**屈曲 buckle**

管道受到相当大塑性变形,造成管壁或管道截面永久性起皱或变形的一种情形。

3.10

**校准开挖 calibration dig**

以改进数据分析为目的,比较内检测系统与实际情况的一项勘查开挖。另见 3.107 验证开挖。

3.11

**测径器 caliper tool**

用于测量管道内径的一种仪器。另见 3.42 几何检测器和 3.28 变形检测器。

3.12

**套管 casing**

围绕管道的一个圆筒,用于保护管道不受外部损伤。

3.13

**可靠性 certainty**

检测结果报告的异常特征在规定公差范围内的概率。另见 3.103 公差。

3.14

**证明 certification**

资质的书面凭证。

3.15

**链长 chainage**

从指定起点开始测量的管道累积长度。

## 3.16

**特性 characteristic**

管道（例如等级、壁厚和制造方法）或异常（例如类型、尺寸和形状）的物理描述。

## 3.17

**表征 characterize**

识别管道异常、部件或特征的类型，或估算管道异常的尺寸。

## 3.18

**分类 classify**

对检测信号（如异常、无关联信号、特性、部件或瑕疵/缺陷类型）成因的识别。

## 3.19

**冷作 cold work**

金属由于变形硬化伴随的永久应变。

## 3.20

**部件 component**

管道线路上除管体以外的物理部分，包括但不限于阀门、焊缝、三通、法兰、配件、小开口、分支接头、出口、支撑和锚固等。

## 3.21

**置信区间 confidence interval**

包含统计平均值的数值区间。

## 3.22

**置信水平 confidence level**

统计学术语，用来描述在指定条件下数据的可靠性。

## 3.23

**腐蚀 corrosion**

由于与所处环境发生反应，造成某种材料（通常是金属）的劣化。

## 3.24

**裂纹 crack**

一种断裂型不连续，其主要特征为锋利的尖端和张开位移处长宽比大。

## 3.25

**数据分析 data analysis**

对检测信号进行分类和表征的过程。

## 3.26

**缺陷 defect**

尺寸或特性超出可接受限度的异常。另见 3.47 瑕疵。

## 3.27

**变形 deformation**

形状永久性改变，如弯曲、屈曲、凹陷、椭圆变形、波纹、褶皱或影响管道截面圆度或平直度的其他变化。

## 3.28

**变形检测器 deformation tool**

一种设计的用于测量管道变形的内检测器。另见 3.42 几何检测器。

## 3.29

**凹陷 dent**



因外力，如机械撞击或岩石碰撞，造成管道表面的局部变形。

3.30

探测 detect

感知或获取一种特征的可测量指示。

3.31

检测阈值 detection threshold

为获得指定的探测概率，某一异常尺寸应超出的临界值。另见 3.64 测量阈值和 3.91 报告阈值。

3.32

双向埋弧焊 double submerged arc welding (DSAW)

制管中使用的一种焊接方法。

3.33

电磁超声换能器 electromagnetic acoustic transducer (EMAT)

利用磁铁和线圈，不需要液态耦合剂，能够在钢管内产生超声波用于管道检测的换能器。

3.34

电阻焊 electric resistance welding (ERW)

制管中使用的一种焊接方法。

3.35

基本参数 essential variables

包含在一个规范内的一系列内检测器的一组共同的特征或分析步骤。

3.36

评估 evaluation

根据异常的表征结果，判定异常是否符合可接受评价标准。

3.37

检验 examination

由检测人员对异常进行的直接物理检测，包括使用无损检测技术。

3.38

特征 feature

内检测系统检测到的所有物理对象。特征可能是异常、部件、邻近金属物、焊缝、附件等。

3.39

闪光焊 flash welding

制管中使用的一种电阻焊。

3.40

气体 gas

天然气、可燃气体、有毒或具有腐蚀性的气体。

3.41

测径清管器 gauging pig

装有柔性金属板，用来测量管道内径的一种清管器。小于板径的或短半径弯头的管子将导致金属板永久性的偏折。

3.42

几何检测器 geometry tool

一种测量管道变形的内检测器。另见 3.28 变形检测器。

3.43

环焊缝 girth weld

连接管子或部件的一种全周向对接焊缝。

### 3.44

**划痕 gouge**

金属机械切削造成的细长凹槽或孔穴。另见 3.19 冷作。

### 3.45

**硬点 hard spot**

在钢板热轧过程中，由于局部淬火产生的贯通管壁的局部硬度增加。

### 3.46

**危险性液体 hazardous liquid**

原油、成品油、二氧化碳或无水氨。

### 3.47

**瑕疵 imperfection**

特性未超出可接受限度的异常。另见 3.26 缺陷。

### 3.48

**指示 indication**

内检测系统获取的信号。指示可进一步按异常、瑕疵或部件进行分类或表征（见图 1）。

### 3.49

**惯性检测器 inertial tool**

一种用于测绘管道中心线的内检测器，其使用的传感器可以反应惯性变化。另见 3.63 测绘检测器。

### 3.50

**内检测 in-line inspection (ILI)**

使用内检测器从管道内部进行的管道检测。也称为智能清管。

### 3.51

**内检测报告 in-line inspection report**

向运营方提供的报告，包括内检测数据的综合分析。

### 3.52

**内检测系统 in-line inspection system**

内检测器和相关的硬件、软件、程序及执行和解释内检测结果所需的人员。

### 3.53

**内检测技术 in-line inspection technology**

内检测使用的一系列检测方法（如电磁超声换能器、漏磁、超声波、测径器等）。

### 3.54

**内检测器 in-line inspection tool**

使用无损检测技术，或使用传感器和其他设备从内部测量管道一种或多种特征的一种类型的设备或手段。也称为智能清管器。

### 3.55

**检测 inspection**

无损检测技术的使用。

### 3.56

**交互作用准则 interaction rules**

将相邻异常按单个较大的异常处理时，制定的异常之间的间隔准则。

3.57

**分层 lamination**

由于内部金属分离形成的通常平行于表面的离层。

3.58

**搭接焊 lap weld**

制管中使用的一种焊接方法。

3.59

**发球筒 launcher**

用于将内检测器送入承压管道的装置，也可表示为清管器发射器。

3.60

**漏磁 magnetic flux leakage (MFL)**

使用磁铁两极在管壁上产生磁场的内检测技术。管壁材料的异常影响管壁内磁通量的分布。漏磁用于检测和表征管壁异常。

3.61

**磁粉检测 magnetic particle inspection (MPI)**

使用细磁粉和磁场，定位钢铁材料表面裂纹的无损检测技术。

3.62

**变更管理 management of change (MOC)**

系统地认知技术、物理、程序或组织变更并将其传达给相关部门的过程。

3.63

**测绘检测器 mapping tool**

使用惯性传感或其他技术收集数据，通过分析可以生成管道高程和平面图的一种内检测器。

3.64

**测量阈值 measurement threshold**

异常特性能够被测量的最小尺寸。另见 3.31 检测阈值和 3.91 报告阈值。

3.65

**机械损伤 mechanical damage**

用于描述由于外力作用造成的凹陷、划痕和/或冷作组合的一般术语。机械损伤还可包括涂层损伤、金属移动和高残余应力。

3.66

**金属损失 metal loss**

任何失去金属的管道异常。金属损失通常是由于腐蚀或划伤所致。

3.67

**微生物腐蚀 microbiologically influenced corrosion (MIC)**

由于微生物新陈代谢活动造成的金属腐蚀或劣化。这种腐蚀因微生物活动而萌生或加剧。

3.68

**制造异常 mill related anomalies**

因制造过程造成的管子或焊缝异常。

3.69

**NACE (National Association of Corrosion Engineers)**

以前称国家腐蚀工程师协会，也指 NACE 国际。

3.70

**公称壁厚 nominal wall thickness**

管道制造规定的壁厚。实际壁厚将在管道制造标准/规范允许范围内变化，如果未在规定公差内，将超出范围。

## 3.71

**无损评估** **nondestructive evaluation (NDE)**

评价无损检测方法的结果，或者利用无损检测技术进行检测、定位、测量和评估异常。

## 3.72

**无损检测** **nondestructive testing (NDT)**

对原材料、部件和组件材料的不连续性、性能和机械问题进行检测、测试或评估的过程，该过程不会削弱或毁坏被检测对象的可用性。

## 3.73

**运营方** **operator**

拥有或运行管道设施的个人或组织。

## 3.74

**椭圆度** **ovality**

偏离圆形，如蛋形或类椭圆形。

## 3.75

**性能规范** **performance specification**

用于确定内检测系统检测、分类、表征特征能力的一组书面报告。

## 3.76

**清管器** **pig**

表示通过管道内部进行检测、测径或清理设备的一般术语。该设备可以是任何独立的、自成一体或系留装置、工具或手段。清管器可以是也可以不是内检测器。

## 3.77

**管道** **pipeline**

用于输送危险性液体或气体的管道设施的连续部分，包括管子、阀门和附加在管子上的其他附属物。

## 3.78

**管道部件** **pipeline component**

属于管道正常部分的一种特征或附属物，如阀门、阴极保护连接或三通。另见 3.20 部件。

## 3.79

**管道坐标** **pipeline coordinates**

管道按标准地理坐标系给出的管道路径位置坐标。

## 3.80

**管道系统** **pipeline system**

天然气、原油或成品油输送过程中通过的所有物理设施。包括管子、阀门和附属子管的其他附属物、压缩机组、泵组、计量站、调压站、交付站、缓冲罐、支架和其他构成组件。

## 3.81

**点蚀** **pitting**

金属表面局限于小区域的局部腐蚀，将这种小孔洞称为点蚀。

## 3.82

**检测概率** **probability of detection (POD)**

特征能被内检测器探测到的概率。

3.83

超出概率 **probability of exceedence**

使用内检测器预测到的异常尺寸大于临界尺寸的概率。

3.84

误报概率 **probability of false call (POFC)**

不存在的特征被当成特征报告的概率。

3.85

识别概率 **probability of identification (POI)**

能够正确识别被检测到的异常或其他特征的概率。

3.86

提供方 **provider**

见 3.95 服务提供方。

3.87

(人员) 资质 **qualification (personnel)**

人员履行某项特定工作职责所要求具备的技术和知识，并具有培训证书和经验。

3.88

鉴定(系统) **qualification (system)**

通过测试和分析，验证内检测系统性能规范的程序。

3.89

收球筒 **receiver**

用于从承压管道中取出清管器的一种管道装置，可表示为清管器收发器或回收槽。

3.90

参考点 **reference point**

管道或路径上的一个记录点，作为定位异常的测量点。

3.91

报告阈值 **reporting threshold**

说明是否应报告某项异常的参数。该参数可以是一个有关异常或特征的深度、宽度或长度的限制值。

3.92

波纹 **ripple**

管道外壁可见的光滑皱纹或凸出部分。“波纹”一词有时限定为高度不大于 1.5 倍壁厚的起皱或凸出部分。另见 3.9 屈曲和 3.109 褶皱。

3.93

缝合焊缝 **seam weld**

管道制造过程中形成的直焊缝或螺旋焊缝。

3.94

无缝 **seamless**

制造的无缝合焊缝的管子。

3.95

服务提供方 **service provider**

向运营方提供服务的任何组织或个人。

3.96

量化精度 **sizing accuracy**

报告异常尺寸或特性的精度。典型地，精度是按公差和可靠性表示。例如，金属损失深度的量化精度通常以公差为壁厚的 $\pm 10\%$ ，可靠性80%表示。

## 3.97

**SMLS (seamless pipe)**

无缝管。

## 3.98

**规定的最小屈服强度 specified minimum yield strength (SMYS)**

从制造方购买的管子按技术规范规定的最小屈服强度。

## 3.99

**螺旋焊接 spiral weld**

成螺旋形环绕管子的纵向双边埋弧焊，是制管过程中的一种焊接方法。

## 3.100

**应力腐蚀开裂 stress corrosion cracking (SCC)**

材料由于拉伸应力（残余或外加的）与腐蚀环境综合作用产生的一种开裂。

## 3.101

**应力 stress**

单位面积上的拉伸、剪切或压缩载荷。

## 3.102

**第三方破坏 third-party damage**

由外部对管道设施造成的破坏。第三方破坏包括由于运营方或承包方造成的破坏。另见 3.65 机械损伤。

## 3.103

**公差 tolerance**

估算或表征异常尺寸或特性的范围。见 3.13 可靠性。

## 3.104

**换能器 transducer**

将能量由一种形式转换为另一种形式的装置。例如，在超声检测中，将电脉冲转化成声波，反之亦然。

## 3.105

**收发器 trap**

发射或接收仪器和清管器的一种管道装置。见 3.59 发球筒和 3.89 收球筒。

## 3.106

**超声检测 ultrasonic testing (UT)**

使用超声波检测管道的一种检测技术。

## 3.107

**验证开挖 verification dig**

验证内检测结果的一种开挖。见 3.10 校准开挖。

## 3.108

**验证测量 verification measurement**

在验证开挖中，对发现的异常特征进行的测量。

## 3.109

**褶皱 wrinkle**

管子外壁明显光滑的而局部的凸起部分。“褶皱”一词有时限定为高度大于壁厚的凸起部分。另

见 3.9 屈曲和 3.92 波纹。

3.110

褶皱弯曲 wrinkle bend

弯曲内半径上包含光滑而局部凸起部分的现场弯管。

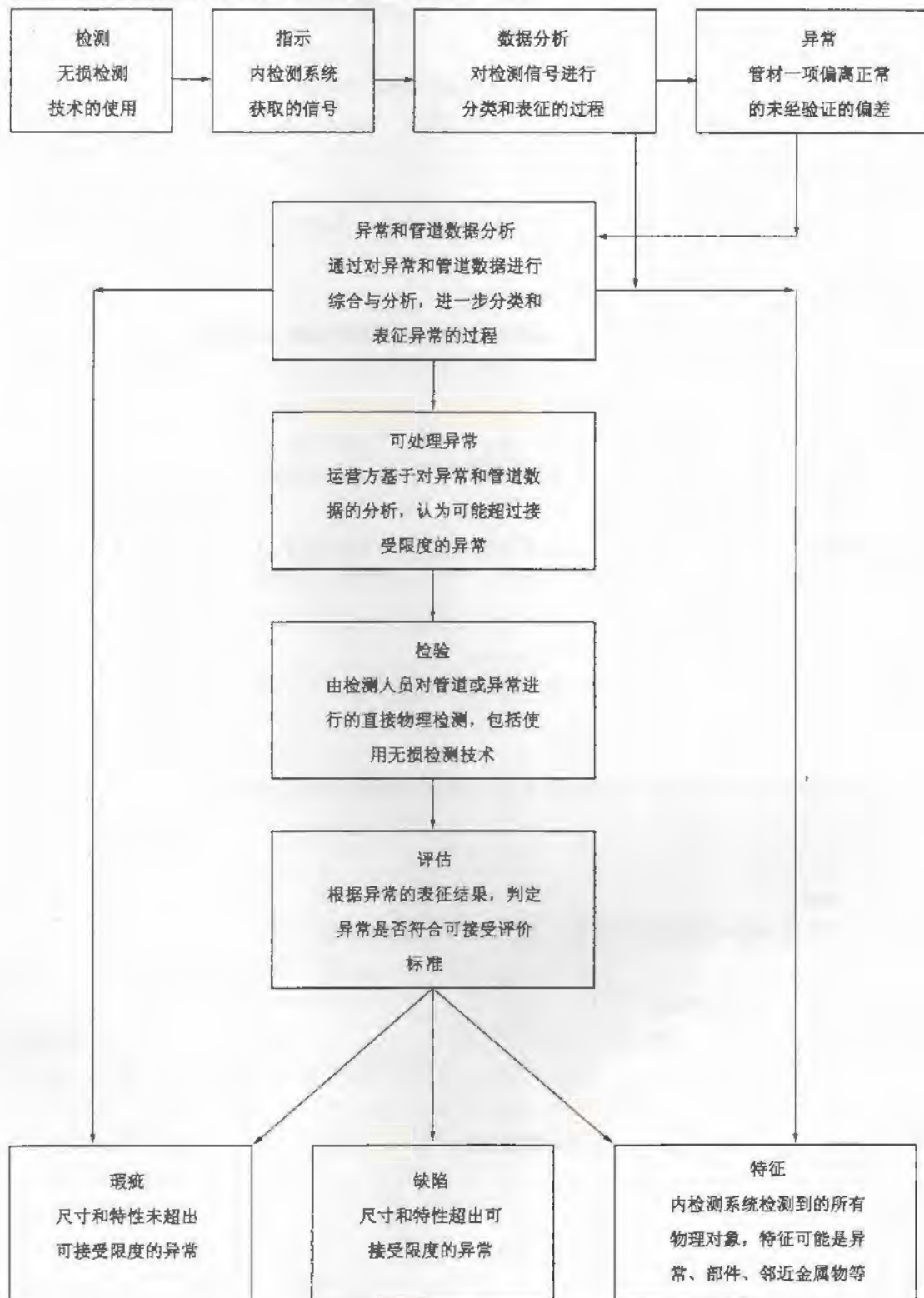


图 1 检测术语体系

## 4 系统鉴定的过程

### 4.1 概述

第4章叙述了使用内检测系统的过程和人员资质要求。这些要求按本标准各章节对各项活动的说明或管理进行编组。图2描述了各项活动和活动顺序。



图2 内检测过程流程图

一次成功的内检测从运营方向服务提供方确定检测目标、对象和管道系统特性开始。在此信息基础上，服务提供方推荐符合运营方要求的内检测器。第5章和NACE RP 0102提供了该过程的细节，用于选择相应的内检测器或相关工具。

第6章叙述了服务提供方应使用的过程，确定具有相同基本参数的一系列工具的性能规范。这些性能规范明确了能够发现何种类型异常，以及相关检测的精度和可靠性。

第7章叙述了进行实际检测前，准备工具的要求。还叙述了运营方和/或服务提供方在检测中应履行的职责。

第8章叙述了用于验证该检测器是否符合性能规范鉴定的过程。也叙述了如果不满足性能规范要求所应采取的措施。

第9章提供了对检测结果报告的要求。

本标准和引用的两项标准，提供了使运营方和服务提供方以较高一致性和精确性进行内检测的信息和过程。



## 4.2 人员资质

操作内检测系统的人员和收集、处理、分析和报告结果数据的人员应具备 ASNT ILI-PQ 规定的资质。

## 4.3 运营方和服务提供方职责

NACE RP 0102 规定了服务提供方和运营方的职责。

# 5 内检测系统的选择

## 5.1 概述

应根据内检测系统性能和管道的运行和物理特性，选择内检测系统。

选择内检测系统的过程和要求：

- 确定检测目的、对象和要求的精度。
- 考虑管道的物理和运行特性及限制。
- 基于内检测系统的检测和技术性能，选择相应的内检测系统。

除了本章列出的要求外，还应遵照 NACE RP 0102 的要求。可用内检测技术和工具的特点在 NACE TR 35100 有所介绍。

## 5.2 检测目的和对象

应确定内检测的目的和对象。这些目的和对象应包括但不限于待探测、识别、量化异常和特征的特性及所要求的精度。

本标准未包括用于明确检测目的和对象的程序。运营方应遵照相关引用文件的要求，如 SY/T 6648—2006 和 SY/T 6621—2005。

## 5.3 物理和运行特性及限制

NACE RP 0102 详述了物理和运行特点及约束的因素。

运营方应通过类似于管道问卷调查的方式，向内检测服务提供方提供管道物理特性和限制的信息。应提供管道特点，使用 NACE RP 0102 所确定的检测目标和对象，评估内检测系统的兼容性，包括：

- a) 管段的物理属性，如长度、直径、壁厚、阀门、弯头、已知物理限制、开度和收发球筒等。
- b) 流体特性，如类型、组成、化学性质（如腐蚀性）、流量、温度、压力和管道清洁度。

对于存在双向流向的情况，如存储操作中，上游和下游流向应明确。

服务提供方应确定内检测器运行的限制条件，如：

- a) 温度、压力、弯头或肘管的最小半径的限制。
- b) 相邻弯头和肘管之间的最小间隔。
- c) 最大和最小速度。
- d) 最小和最大壁厚。
- e) 不利于成功检测的任何已知输送介质的特性。
- f) 检测器重量和全长。
- g) 特殊的发射与接收限制，特别是发射与接收设备。
- h) 止回阀位置的要求。
- i) 最小内径要求和驱动器皮碗压缩。

j) 预期的运行时长及与之相关的电池寿命、数据存储容量和/或机械磨损的限制。

#### 5.4 内检测系统的选择

典型的做法是，服务提供方应根据运营方的目的和对象，推荐所采用的内检测系统。在推荐前，服务提供方应评估：

- a) 用于待检测异常和管道的检测、识别、表征、定位和覆盖能力的内检测系统的预期性能。
- b) 内检测器的物理特性，包括尺寸、重量和环境限制。
- c) 报告要求。
- d) 工具运行可靠性（历史、成功运行等）。
- e) 除了以上外，检测其他类型异常的能力。
- f) 其他运行限制。

如果检测目的包括寻找复合异常或特性（如带腐蚀的凹陷、与腐蚀有关的裂纹和/或凹陷等），服务提供方可推荐能够最好地评估管道整个状况的一种以上的检测器或系统。

运营方应选择满足 5.2 规定的目的和对象的内检测系统。运营方可选择组合多种系统，满足检测的目的和对象。

#### 5.5 性能规范

在选择检测系统前，服务提供方应向运营方提供一份书面的检测技术性能规范。根据服务提供方对待检测管道及现有条件的分析（见 5.4），服务提供方应判定所选择的内检测系统是否能够符合该管道的技术性能规范和现有运行条件。性能规范的要求在第 6 章列出。

### 6 性能规范的鉴定

#### 6.1 概述

本章论述了内检测系统性能规范的鉴定要求。实施内检测前，应满足本章论述的各项要求。

本章论述的各项要求应以书面形式给出，使所有相关各方均能清楚了解在内检测运行中性能规范给定的内检测系统的性能。在本章中，可确认专门负责满足要求的一方。本章不排除服务提供方和运营方达成的一方对另一方实施的行动或要求负责。

#### 6.2 性能规范

##### 6.2.1 一般要求

性能规范应通过有效的统计方法确定内检测系统在特定管道运行时探测、定位、识别、表征和测量管道异常、部件和特征的能力。在内检测运行过程中，内检测系统若能探测一种以上的异常或特征，则性能规范应给出可探测到的每种类型的异常或特征。

性能规范应规定内检测系统探测、定位、识别、表征和测量管道异常、部件和特征的能力，包括如下参数：

- a) 性能规范包括的异常或特征类型。
- b) 检测阈值和检测概率（参见附录 A）。
- c) 相应的识别概率（参见附录 A）。
- d) 尺寸量化或表征精度。
- e) 里程（距离）和周向测量精度。
- f) 各种限制。

考虑到以上所列能力相互关联，为提供统一的与最低的要求，本标准各项参数应给出单独的数值，要求界定和处理“各种限制”条件下的所有重要的交互作用。

性能规范应规定该系统如何测量距离和如何使用/要求参考点。

性能规范应规定该系统在直管、弯管和管件的通过能力和几何限制。

附录 A 列出了性能规范的一种格式示例，该附录很大程度上是基于管道运营方论坛制定的类似格式。

### 6.2.2 异常、部件、特征和特性

性能规范应明确规定内检测系统在待检管道中探测、识别和量化的异常、部件及特征的类型。

异常类型可包括但不限于：

- a) 金属损失：
  - 1) 腐蚀（外部和内部）；
  - 2) 划痕；
  - 3) 凹沟。
- b) 类裂纹异常，如应力腐蚀开裂（SCC）。
- c) 缝合焊缝裂纹。
- d) 环焊缝裂纹。
- e) 变形：
  - 1) 凹陷；
  - 2) 管道椭圆变形；
  - 3) 褶皱或“波纹”；
  - 4) 屈曲。
- f) 金属学特性：
  - 1) 冷作；
  - 2) 硬点；
  - 3) 制造异常（如分层、夹渣、结疤、裂开）。

部件或其他特征可包括但不限于：

- a) 阀门、三通、配件和套管。
- b) 附属物、分接管、金属套筒。
- c) 环焊缝、缝合焊缝或其他端部连接（连接器、承插连接、冷铸环）。

特性可包括但不限于：

- a) 管道中心线的地理位置。
- b) 壁厚和直径变化。
- c) 应变。
- d) 管道特性，如制造工艺（如无缝、DSAW）。
- e) 部件或异常的位置。

### 6.2.3 检测阈值与检测概率

性能规范应基于有效的统计规定，包含各种类型异常，或特征统计产生的一个或多个检测阈值和检测概率（POD）。

检测阈值作为异常类型的函数在适用的情况下应包括：

- a) 金属损失：
  - 1) 腐蚀（内部和外部）：最小深度、长度、宽度和方向。

- 2) 划痕：最小深度、长度、宽度、几何性质和周向。
- b) 类裂纹异常（管体或焊缝）：最小深度、长度、宽度（开度）、周向和其他裂纹、异常或管道部件的临近程度。
- c) 变形：
- 1) 凹陷：最小深度或截面减少，或直径减少及周向。
  - 2) 管道椭圆变形：最小椭圆度。
  - 3) 褶皱或“波纹”：最小高度、间隙和方向性。
  - 4) 屈曲：最小深度，截面或直径减少及周向位置。
- d) 金属学特性：
- 1) 冷作：存在及其严重性。
  - 2) 硬点：硬点最小直径，硬点与基材之间硬度差别。
  - 3) 制造异常（如分层、结疤和裂开）：最小尺寸和位置。
- e) 外涂层缺陷：最小尺寸。
- f) 环焊缝、缝合焊缝。
- g) 根据行业标准或惯例，所要求的其他异常、环境或管道部件。

例如，可用以下某种方式规定检测阈值和 POD：

- 1) 已给定的 POD 能够检测的最小尺寸或特性。例如，金属损失的深度检测阈值和 POD 可按表 1 规定。

表 1 对于深度检测如何表征 POD 的实例

深度检测阈值	POD	范围和限制
$10\%t$	90%	大面积金属损失 长度和宽度 $> 3t$
$15\%t$	90%	点蚀 $t < \text{长度和宽度} < 3t$
$35\%t$	90%	轴向沟槽 宽度 $< t$ ，长度 $> 3t$
其他		

注： $t$  为管道壁厚。

- 2) POD 是异常的一个或多个特性的函数，示例见图 3。

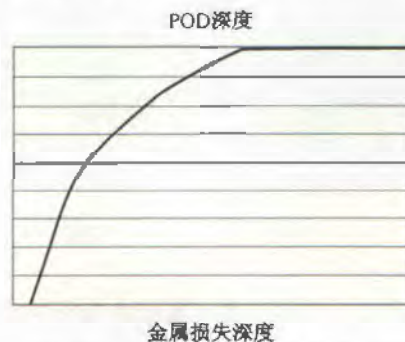


图 3 POD 函数与金属损失

3) 基准异常的使用, 示例见表 2。

表 2 基准异常

基准异常 (长×宽)	检测阈值	POD	范围和限制
$5t \times 5t$	10%	90%	大面积金属损失 长度和宽度 $>3t$
$2t \times 2t$	15%	90%	点蚀 $t < \text{长度和宽度} < 3t$
$5t \times t$	35%	90%	轴向沟槽 宽度 $<t$ , 长度 $>3t$
注: $t$ 为管道壁厚。			

在所有情况下, 应给出检测阈值和 POD。对于实施的检测, 合理预测的异常尺寸或特征的分布, 应对检测阈值和 POD 进行统计验证。

如果检测阈值和 POD 因异常尺寸或特性明显不同, 应给出在异常尺寸或特性有效范围内的单项检测阈值和 POD。

#### 6.2.4 识别概率

性能规范应基于有效地统计规定每种异常、部件和特征的统计得出的有效的识别概率 (POI) 或一系列识别概率 (POI)。POI 是指内检测系统探测异常、部件或特性正确识别的概率, 参见表 A. 1。

#### 6.2.5 量化精度

性能规范应明确规定该规范包含的每个类型和范围的异常的量化精度。量化精度是指报告尺寸与真实尺寸的接近程度。

量化或特性精度应包括公差 (如深度尺寸的  $\pm 5\%$  或  $10\%$ )、可靠性 (如次数的  $80\%$  或  $90\%$ ) 以及置信度。作为异常类型的函数, 量化或特性精度应包括:

- a) 金属损失:
  - 1) 腐蚀 (内部和外部): 深度、长度、宽度。
  - 2) 划痕: 深度、长度、宽度。
- b) 管体裂纹: 深度、轴向长度及与其他裂纹的邻近程度 (如适用)。对于裂纹群, 应给出裂纹群的轴向长度和周向宽度, 及裂纹群中最大裂纹的深度和轴向长度。
- c) 焊缝裂纹和其他焊缝异常: 深度、长度及与其他裂纹的邻近程度 (如适用)。
- d) 变形:
  - 1) 凹陷: 深度、截面、直径或长度的减少。
  - 2) 椭圆度: 椭圆变形百分比, 或最小截面及最小直径。
  - 3) 褶皱和“波纹”: 褶皱或“波纹”的高度, 相邻褶皱或“波纹”之间的间隙。
  - 4) 屈曲: 截面或直径减少。
- e) 金属学特性:
  - 1) 冷作: 存在及其严重性。
  - 2) 硬点: 硬点直径, 如适用, 估算硬度 (或硬点与管材母体硬度的差值)。
  - 3) 制造异常 (如分层、结疤和裂开): 尺寸 (或其他特征), 在管壁上的位置。

示例参见表 A. 2。

对于实施的检测, 基于有效地统计为不同尺寸的异常确定合理的检测预期精度。当量化精度因缺

陷尺寸或特性明显不同，应按异常尺寸分别给出量化精度。

### 6.2.6 量化能力

性能规范应明确规定以上未包括的、但规范内含有的特性的测量能力。相应地，测量能力应包括公差（如报告位置 $\pm 0.1\%$ ）、可靠性（如次数的80%）和置信度（如95%）。性能规范应规定到某项固定位置的位置精度和方向精度。相应地，该规范应规定该系统与使用相同的工具或其他供应方工具重复运行结果的比较能力。这可规定为一项精度指标。

### 6.2.7 限制

性能规范应明确限制检测阈值、POD、POI和特征精度的各项物理及操作因素或条件。能够限制检测阈值、POD、POI和量化精度的物理及操作因素的例子包括：

- a) 异常的周向角度和与其他异常或管道部件临近程度。
- b) 异常的形状和受影响区域。
- c) 最大和最小管子壁厚（如在弯管内或“套管”内）。
- d) 规定范围外的内检测系统速度。
- e) 管道清洁度。
- f) 管子的金属学特性。
- g) 管子的曲率、冷弯管或肘管。
- h) 管壁范围。
- i) 可接受的传感器损失或传感器损失导致的数据降级。

表3给出了如何报告限制的示例。

表3 POD限制

	大面积 长和宽 $>3t$	点蚀 $t < \text{长和宽} < 3t$	轴向沟槽 长 $>3t$ ，宽 $<t$
深度	速度 $<12\text{mph}$ ; $t < 0.75\text{in}$ ; $1 < \text{长/宽} < 6$ ; 距环焊缝 $>1\text{in}$	速度 $<8\text{mph}$ ; $t < 0.75\text{in}$ ; $1 < \text{长/宽} < 3$ ; 距环焊缝 $>1\text{in}$	速度 $<6\text{mph}$ ; $t < 0.75\text{in}$ ; 距缝合焊缝 $>1\text{in}$
宽度	$t < 0.75\text{in}$ ; $1 < \text{长/宽} < 6$	$t < 0.75\text{in}$ ; $1 < \text{长/宽} < 3$	$t < 0.75\text{in}$ ; 距缝合焊缝 $>1\text{in}$
长度	$t < 0.75\text{in}$	$t < 0.75\text{in}$	$t < 0.75\text{in}$ ; 距缝合焊缝 $>1\text{in}$

注： $t$ 为管道壁厚；mph为英里每小时。

性能规范应提供可接受条件范围外的操作引起的检测阈值、POD、POI和量化精度的变化。换句话说，检测阈值、POD、POI或量化精度不应包括可接受条件范围以外。可接受条件范围外的检测（或部分检测）结果仅供参考。

### 6.2.8 几何通过能力

为评估内检测系统进入待检测管道的风险，根据管道的几何形状，应规定内检测系统的通行限制，考虑到检测器硬件部分的直径，要求通过管道而不造成损伤。应测量、计算检测中检测器通过的

直管、弯管和其他管件的几何形状限制。计算应考虑检测器无损害通过管道要求的最小管径和按制造管道、弯管和管件的行业标准允许的极限尺寸公差。管道几何形状公差考虑因素可包括直径、壁厚、椭圆度、弯曲半径和支管/分输管直径。

性能规范应规定直管、弯管和管件对内检测系统的几何形状限制。该性能规范应根据允许的管道物理参数，如最小内径、最大壁厚、最小弯曲半径、最大支线/出口直径、弯管之间最小要求的直管长度，来规定这些限制。在可行的情况下，该性能规范还应包括一份相应的书面报告，明确这些限制使用的行业标准制造公差。如果使用其他的公差机制，这些均应在性能规范中规定。

在实施首次内检测系统运行前，宜运行一次测径清管器。

宜规定的额外约束或限制包括：

- a) 运行时长。
- b) 数据存储容量。
- c) 收发器要求。
- d) 要求的止回阀位置或检测器相对于阀门的限制。

### 6.2.9 其他能力

本标准不排除将服务提供方的其他能力列入其性能规范。

## 6.3 资质认证要求

### 6.3.1 概述

每项性能规范应由服务提供方使用其规定的方法进行检测验证。

用于验证性能规范的方法应基于充分的工程实践，统计上有效，并且包括内检测系统基本参数的一项说明（见 6.3.2）。

用于验证性能规范的方法应基于至少如下一项方法：

- a) 已验证过的历史数据。
- b) 真实或人工异常的大型试验。
- c) 小型试验、建模和/或分析。

### 6.3.2 基本参数

性能规范应确定和验证合格内检测系统的基本参数。基本参数是达到期望结果最基本的特性或分析步骤。基本变量可包括但不限于：

- a) 运行特性限制，如检测器速度。
- b) 检测器设计和物理特性，如：
  - 检测参数（如磁铁强度、磁化系统部件和尺寸、超声波频率、振幅和角度）；
  - 测试系统部件（如传感器类型、间隔、相对于检测能量源的位置）；
  - 分析算法（如预处理步骤、信号的分类和表征、相互作用规定）。

系统基本变量的变化应要求有一项新的性能规范和鉴定。

### 6.3.3 数据与分析要求

用于验证性能规范的数据和分析应包括该规范确定的各项基本变量的全部范围。不在性能规范确定的基本参数范围的数据和分析，不能用于确认此技术指标。

用于验证技术性能的数据和分析，应选择成典型分布，能合理预期将实施的检测的异常尺寸、部件和特征。

用于确定统计数量的分析，如 POD、POI 以及量化精度，应符合标准统计方法，给出的置信度应与分析使用的数据量一致。

用于验证性能规范的数据和分析应记录和存档。对于异常，该数据应包括检测过程中的基本变量数值、检测条件（如压力、速度）、报告的异常特征、测量的异常尺寸或特征。

当内检测系统用于多种检测（在正常情况下）时，应建立一个数据库用于验证性能规范使用的数据和分析。当这些数据纳入未来的性能规范时，该数据库将用于提高精度、可靠性和置信度。设计或分析程序的变化应在所有数据库中记录并验证。

性能规范的鉴定应考虑该规范描述的基本变量范围的有效性。如果数据显示内检测系统的基本变量的数值或组合值不满足性能规范，应重新确认该基本变量，或重新编排该性能规范。

#### 6.3.4 基于历史数据的验证

内检测系统以前运行的验证测量可用于验证性能规范。验证测量是已知异常情况后实际测量的尺寸和特性。

#### 6.3.5 基于全尺寸试验的验证

来自于真实或人工缺陷的全尺寸试验，可用于判定提供数据的相关性或校准现场数据。用于验证的全尺寸试验的一个实例是牵拉试验。所采用的数据相关或校准的方法应存档。

#### 6.3.6 基于小型试验、建模和分析的验证

小型试验、建模和/或分析的数据可用于表示系统部件的性能，如某种类型传感器与验证性能规范使用的数据相一致。

小型试验、建模和/或分析数据应与历史现场数据或全尺寸试验数据相关或校准。所采用的数据相关或校准的方法应存档。

与历史数据和全尺寸试验数据一致的小型试验、建模和/或分析数据，可用于验证系统部件的变化以及扩大基本参数的范围。

### 6.4 文件和其他要求

#### 6.4.1 一般规定

用于验证性能规范的方法和数据应形成充分的记录文件以供审查。

#### 6.4.2 检测阈值、POD 和 POI

检测阈值、POD 和 POI 应基于历史数据或全尺寸试验数据。如果无法获得历史数据或全尺寸试验数据有统计意义的数值，则该检测阈值、POD 和 POI 应使用以前其他检测系统的经验进行估算，只要这些估算能够在性能规范中得到明确确认。

当使用历史数据或全尺寸试验数据时，检测阈值应描述的是尺寸或特性应超过实现 POD 的异常。当内检测系统在其基本参数和计划检测的条件下运行时，在规定的 POD 范围内，它应能够探测超过检测阈值的异常。

#### 6.4.3 量化精度

量化精度应基于以前的检测或全尺寸试验的验证测量。如果无法获得历史数据或全尺寸试验数据有统计意义的数值，量化精度可使用统计上的相似小型试验数据、建模结果、分析和/或以前使用其他检测系统的经验进行估算，只要这些估算能够在性能规范中得到明确确认。



量化精度可通过对比报告的特性与验证测量的结果进行确定。量化精度应使用报告及测量的尺寸或特征，将内检测报告的特征作为自变量（X轴）、现场验证的作为因变量（Y轴）进行线性或非线性回归分析（例如最小二乘法最佳拟合），除非另一种选择是已知在统计上有效。

- 公差应规定为报告的尺寸与验证测量尺寸之间一一对应关系的差别。公差可规定为绝对值（例如 $\pm 0.5\text{in}$ 或壁厚的 $\pm 10\%$ ）或相对值（例如报告尺寸的 $\pm 10\%$ ）。
- 可靠性应基于报告的尺寸或特性在公差以内的频次进行计算。可靠性可包括公差误差高于预测或低于预测的频次。
- 置信度应作为用于该公差或可靠性的统计置信度进行计算。

如可行，应确定、记录并说明统计分析中用于确定公差、可靠性和置信度使用的报告的特性与测量的特性之间的差别来源。误差的来源包括由内检测系统引起的和由手工测量某一特性引起的。本标准要求的公差和可靠性仅指由于内检测系统导致的误差。这些误差包括但不限于系统误差（由已知、但未说明原因的导致的误差，如传感器提高值）、随机误差（缺少可重复性及其他未确定原因的误差）以及异常特有的误差（特定的几何或异常组合尺寸误差）。

#### 6.4.4 审核和修改要求

该鉴定方法应进行审核以确保其持续有效。如果发现该方法不再有效，按该方法验证有效的任何性能规范应通过一种可接受的方法进行重新验证。

- 应考查在检测、识别和尺寸标定中所有报告的重大误差。重大误差是指性能规范以外的误差。
- 应确定所有报告的重大误差的根本原因，必要时，以便用于修正分析程序和将来的性能规范。

## 7 系统运行的确认

### 7.1 概述

本章确定了按照必要方式准备和运行内检测系统的确认要求，以达到第6章概述的性能规范。给出以下四项要求：

- a) 项目要求；
- b) 检测之前要求；
- c) 检测期间要求；
- d) 检测之后要求。

应形成所有内检测项目要求，以及检测前、检测中和检测后要求和程序的文件。

### 7.2 项目要求

项目要求确保内检测系统和运行条件与达到第6章规定的性能规范的要求一致。其他信息见NACE RP 0102。

在进行实际检测前，应检查管道几何形状和计划的管道运行条件，以确保它们与以前提供的信息一致。

运营方应在内检测系统进入到管道前，向服务提供方公开所有的几何形状或计划运行条件的变化。

服务提供方应与运营方密切合作，把对管道或检测器可能的损伤降到最低。

服务提供方应确认检测使用的内检测系统与用于确定所要求的性能规范相一致。服务提供方应按ASNT ILI-PQ验证人员资质，是否适合于保障运行内检测系统。

### 7.3 检测之前要求

#### 7.3.1 范围

检测之前要求定义为在将内检测系统发送进管道之前要完成的各项活动。

#### 7.3.2 功能测试

在检测运行前，为了准备和验证内检测系统的正常运行，服务提供方应规定和编制必要的步骤。这些步骤应包括一项功能测试，以确认该检测器运行正常。检测前功能测试可包括但不限于：

- a) 确认提供并使用充足的电源。
- b) 确认所有传感器、数据存储器、里程计和其他机械系统工作正常。
- c) 确认提供足够的数据存储空间。
- d) 确认检测器的所有部件初始化正常。

按要求，检测之前功能测试记录文件应提供给运营方。

#### 7.3.3 机械检查

进行检测运行前，目视检测内检测系统，以确保机械性能完好。检查电子设备以确保密封正常，功能完好。

#### 7.3.4 标识器

使用时，应建立和验证标识器基准位置，确保它们能够满足性能规范规定的位置精度。服务提供方应在地面标识上设定相应的工具检测阈值，以保证它们能正常检测到。

### 7.4 检测期间运行要求

#### 7.4.1 范围

检测期间要求用于确保内检测系统的成功运行。这些要求包括内检测系统被置入发球筒后直到从收球筒中取出期间发生的各种活动。

#### 7.4.2 发球

应明确规定处理要求以及将内检测系统置入发球筒、发射内检测系统有关的其他要求。内检测系统应置入发球筒中，根据规定的要求和正确的程序进行发球。应仔细监测所有系统处置、安放和发射活动。

#### 7.4.3 运行

当内检测系统处于发球筒、管道和/或收球筒中时，应监测管道的运行条件。采取措施以确保运行条件与满足性能规范要求的相一致。应确认和书面记录偏离要求的运行条件。

#### 7.4.4 标识器

使用时，标识器应尽可能地放置在靠近以前确定的基准位置。应测量和记录每个标识器的实际位置。如果标识器未置于计划的基准点，应确认和书面记录实际位置。

#### 7.4.5 收球

应明确规定处理与内检测系统从收球筒中取出前的其他要求。

内检测系统应根据预先规定的要求从收球筒中取出。  
应仔细监测所有的处理和取出活动。

## 7.5 检测之后要求

### 7.5.1 范围

如果需要，检测之后要求包括完成检测运行和将检测器从管道中回收后要完成的各项活动。这些活动用于验证内检测系统在检测运行期间是否运行正常。

### 7.5.2 功能测试

服务提供方应规定和编制必要的步骤，用来验证检测运行后内检测系统工作是否正常。这些步骤包括一项功能检测，以确保该检测器在检测中运行正常。检测后的功能测试可包括但不限于：

- a) 仪器清洁度目视检查。
- b) 确认提供并使用充足的电源。
- c) 确认所有传感器、数据存储器、里程计和其他机械系统工作正常。
- d) 确认提供足够的数据存储空间。
- e) 检查检测器是否损坏及明显磨损。

应注意这些功能检查的偏差，并且它们的影响应纳入检测报告。  
连续监测的内检测系统不需要检测后的功能测试。

### 7.5.3 数据核对

服务提供方应规定和编制必要的步骤，以核对在检测运行中收集的数据质量和数量。这些步骤包括但不限于：

- a) 确认在检测中收集到连续的数据流。
- b) 确认该数据满足基本质量要求。

数据核对是专门基于直接的测量数据、数据完整性和数据质量。应注意其偏差，向运营方通报其影响，并纳入报告。

- a) 直接测量数据：直接测量数据包括有关的运行速度、运行温度、运行压力和特定的技术数据的信息，如漏磁检测器的磁化水平。直接测量数据一般是用作对运行中检测器的基本运行进行总体判断。这些数据应作为一项检测后数据核对使用。
- b) 数据完整性：检测中收集的数据量是管道长度和圆周的一个函数。利用收集的数据量可对数据完整性进行初步评估。记录的数据处理后，收集的数据量更易于理解。数据完整性应在数据初步处理后进行核对。这是数据核对的内容之一。
- c) 数据质量：数据质量可使用一系列数据完整性核对来证明，如验证收集的数据是否处于使用的传感器工作范围之内。数据核对应纳入数据检查程序中。检测后数据的质量检查不包括所获取数据的解译。

## 8 系统结果的验证

### 8.1 概述

本章介绍了验证已实施内检测管道报告的检测结果满足性能规范要求的方法。第6章已给出了制定性能规范的要求。

验证活动可要求运营方与服务提供方之间达成验证工作的协议，例如验证开挖，以及由谁负责或

划分具体活动。这些划分不在本标准的范围之内。

## 8.2 系统结果的评估

### 8.2.1 评估过程

应使用图 4 所示过程验证所报告的检测结果，对于被检测的管道来说，该结果已满足且符合性能规范的要求。

该过程应包括：

- a) 过程验证。
- b) 与被检测管道历史数据（如果能提供）的比较。
- c) 与所使用的检测系统历史数据或大尺寸试验数据的比较。

基于这些步骤，可能需要验证测量。并非所有检测均需要验证测量，这将在本章后面讨论。

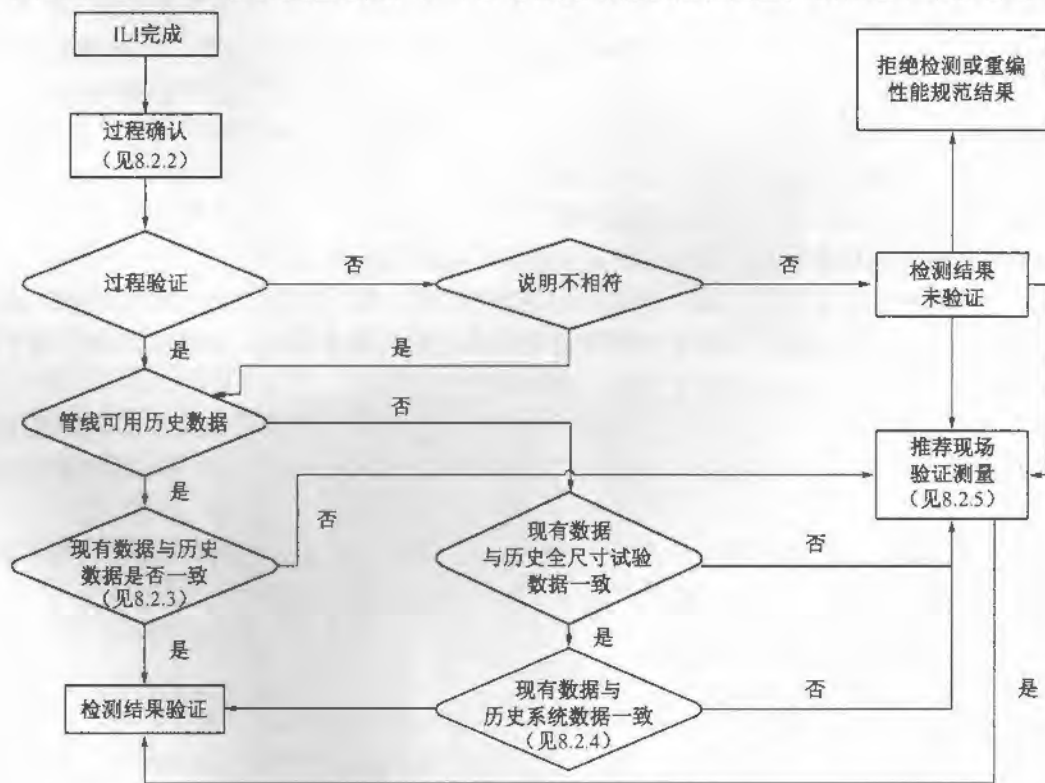


图 4 检测结果验证流程

### 8.2.2 过程确认

所有检测都应进行过程确认。过程确认应包括：

- a) 数据分析过程确认。
- b) 已记录数据与以前数据或用于制定性能规范的数据进行比较。
- c) 管道部件报告的位置和类型与部件实际位置和类型的比较。

过程确认可包括但不限于：

- a) 审核与检测计划和检测系统的基本参数有关的检测期间管道路径、几何形状和运行条件。
- b) 审核与检测计划和检测系统的基本参数有关的检测器的安装和运行。
- c) 审核用于以下方面的过程：
  - 1) 批量数据处理、整理和过滤。

- 2) 自动分析(分级)(如果使用)。
- 3) 数据或分级的手工或其他调整。
- 4) 相对于符合性能规范所要求的过程,补充数据的确认、评估和整合。
- d) 审核检测的其他要求,包括适用于检测的任何标准或规程。
- e) 审核与制定性能规范使用数据的有关已报告异常的类型和特性。
- f) 管道部件和附属物,如标识器、固定墩、弯头、套管、法兰、环焊缝、磁铁、清管器通过指示器、金属维修套管、小开孔、三通和阀门,报告的位置和类型相对于实际位置的比较。

附录 B 给出了用于过程确认的质量保证程序示例。

过程确认中发现的矛盾应进行评估并解决。如果矛盾无法解决,检测结果即不能验证。如果检测结果不能验证,可重新编制性能规范,或拒绝全部或部分的该检测数据。

### 8.2.3 与所检测管线历史信息的比较

过程确认后,报告的检测结果应与所检测管道可获得的历史数据进行比较。可用于比较的以前历史数据类型包括但不限于:

- a) 以前的内检测结果。
- b) 类似本次检测发现的异常的以前开挖和测量结果。
- c) 可靠的工程实践支持的其他数据和分析。

如获得具体管道的历史内检测数据,该报告结果可视为已验证,如果:

- a) 报告的异常的位置和特征的差别在性能规范规定的公差、可靠性和置信度范围内,或
- b) 报告的异常的位置和特征的差别在性能规范规定的公差范围外,但该差别能够用可靠的工程实践进行解释(如腐蚀异常增长、检测器技术的进步)。

如果该开挖和测量数据代表报告的异常类型和特性的范围,且任何差别处于性能规范规定的公差、可靠性和置信度范围内,或能够使用可靠的工程实践进行解释,则报告结果还能够通过对比以前开挖和测量的结果进行验证。

如果报告结果未使用以前的历史数据进行对比验证,推荐与其他检测数据(按以下明确的)比较或验证测量。另外,可重新编制该性能规范,或拒绝全部或部分的该检测数据。

### 8.2.4 与同一检测系统其他数据的比较

当无法获得检测管道的历史信息,或报告结果无法与历史信息对比进行验证,所报告的结果可通过所使用的检测系统在其他管道上的历史数据进行对比,同时辅以大尺寸试验数据作为支持。

通过对比其他管道上的验证检测结果,如果以前数据代表报告异常类型和特性的范围,且以前基本参数符合在当前检测中使用的参数,报告结果可视为已验证。

如果报告的检测结果与以前数据不一致,建议使用以下讨论的验证测量。另外,可重新编制该性能规范,或全部或部分该检测数据不予确认。

### 8.2.5 验证测量

验证测量是评估内检测结果的一项通用方法。验证测量程序的示例参见附录 C 和附录 D。NACE RP 0102 还提供了有关验证测量的其他信息。

当进行验证开挖时,测量的信息应提供给服务提供方,以确认和连续改进数据分析过程。验证测量收集到的信息和向服务提供方提供的信息,应获得运营方和服务提供方的一致同意,同时也应包括使用的测量技术及其精度。服务提供方向运营方提供的信息应包括测量阈值、报告阈值和交互作用准则。附录 D 列出了应向服务提供方提供的信息类型。

应记录报告检测结果与超出性能规范的验证测量结果之间的任何偏差。偏差来源应通过服务提供

方与运营方之间的讨论，以及通过分析基本参数、开挖验证过程和数据分析过程来识别。基于识别、分析的差异的来源和范围，可采取以下的措施之一：

- a) 重新分析检测数据，考虑异常特性和检测数据之间详细的相关性。
- b) 对全部或部分检测结果不予验证。
- c) 针对全部或部分检测结果修改性能规范。

### 8.2.6 其他方法

可使用评估检测结果的其他方法，如果这些方法是基于可靠的工程实践且统计上有效。

### 8.3 使用验证测量

当使用验证测量时，比较报告与测量的异常特性，来验证报告结果的准确性和证实该报告结果与性能规范相一致。比较分析应在统计上有效且基于可靠的工程实践。以下列出的是可用于验证的统计分析方法示例：

- a) 验证测量与性能规范比较：这是评估检测结果的最简单方法。如果验证测量符合性能规范，则认为报告的结果有效。如果报告的结果不符合性能规范，应进行进一步分析。验证测量的准确性应在比较中进行考虑（参见附录 D 的示例）。
- b) 验证测量总体与分布的比较：这种方法通过使用分布函数，如二项式或正态分布函数，确定满足性能规范的概率，来评估验证测量在统计学上是否与性能规范一致。随着验证测量数量的增加，它变得更准确。当性能规范中规定的公差和可靠性具有高置信水平时，这种方法具有吸引力。如果测量人员认为具有代表性，并且如果相应的测量数量与性能规范一致，则认为该结果有效（参见附录 D 的示例）。
- c) 置信区间：此方法比较了验证测量指示的可靠性范围与性能规范的可靠性水平。当真实的可靠性已知时，置信区间提供了一种精确估算方法。当性能规范给出的公差和可靠性具有低置信度水平时，这种方法引起了注意。如果置信间隔合理地界定规定的可靠性，认为此结果有效。
- d) 评估验证结果的其他方法：其他方法包括以上所述方法的组合和修正。允许基于不同类型的金属损失形状进行单独的验证。

### 8.4 对使用验证结果的结论

总体来说，使用的评估验证结果的方法不能保证性能规范得到满足，除非每个报告的异常均得到验证。所有行业的所有验证都是这种情况。因此，应高度重视历史数据，特别是用于制定性能规范使用的数据（见第 6 章有关制定性能规范的详情）。

随着用于建立性能规范的数据库增大，规范本身将更加准确。因此，验证活动趋于集中在确认明显存在问题的情形。对于非正常条件或以前未见到条件下的检测，大量的对比会更有帮助。

## 9 报告要求

### 9.1 概述

本章叙述了在完成数据分析后，报告内检测系统结果的要求。报告应包括第 6 章性能规范中已定性的异常或特征的确认和规格以及第 8 章已验证的结果。也可包括其他特征或异常，但应明确为“未定性”。

为了统一，在所有报告中应使用第 3 章提供的术语和定义，用于一次与另一次检测之间的澄清和比较。

以下报告要求明确地将内检测系统鉴定与检测结果联系起来。

## 9.2 内检测系统性能规范

### 9.2.1 性能规范

性能规范应纳入每份报告。

报告的性能规范应相应地包括内检测系统检测、识别和测量异常和特性的能力（见 6.2）：

- a) 可能限制的异常或特性的类型（对于漏磁）：
  - 1) 金属损失；
  - 2) 伴有金属损失的变形；
  - 3) 制造特征指示；
  - 4) 类裂纹指示；
  - 5) 缝合焊缝上的金属损失。
- b) 检测阈值和检测概率。
- c) 适当的识别概率。
- d) 量化精度。
- e) 异常测量精度。
- f) 里程和周向精度。
- g) 限制。

还包括内检测的基本参数（见 6.3.2）：

- a) 运行特性限制，如检测器速度。
- b) 检测器设计和物理特性，如：
  - 1) 检测参数（如磁场强度、磁化系统部件和尺寸、超声波频率、幅值和角度）。
  - 2) 量化系统部件（如传感器类型、间隔和相对于检测能量源的位置）。
- c) 分析算法（如使用预处理步骤、信号的分类和表征、交互作用准则）。

### 9.2.2 鉴定方法

报告应包括用于鉴定性能规范方法的说明（见 6.4）。该说明应识别鉴定所用数据或原始数据：

- a) 验证历史数据。
- b) 真实或人工异常的大尺寸测试。
- c) 小尺寸测试、建模和/或分析。

该说明还应总结用于可靠性能规范的统计技术。

### 9.2.3 设备性能

该报告应包括内检测系统满足的其他参数。

这些可包括：

- a) 壁厚范围。
- b) 温度范围（管道内）。
- c) 最大和最小压力。
- d) 最小弯头半径。
- e) 最小内径。
- f) 检测器长度、重量。
- g) 一次运行能够检测的管道最大长度（可与运行次数和管道条件结合）。

- h) 轴向采样频率或间隔。
- i) 公称管子中传感器周向间隔。
- j) 关于参考环焊缝、参考标识、管子方向或局部/大地坐标系的特征的定位精度。

### 9.3 报告内容

#### 9.3.1 概述

该报告宜包括一份执行概述，包括：

- a) 检验日期。
- b) 管道参数：制管方法、外径、公称壁厚、管子等级、线路长度。
- c) 内检测数据质量。  
内检测数据的任何质量问题，如传感器故障，宜在概述内出现和在报告中说明。
- d) 数据分析参数。

宜包含清晰的数据分析参数信息，最少应包括测量阈值、报告阈值和交互作用准则，参见附录 D。

执行概述也可包括超出基于系统性能规范的报告要求和运营方利益有关的资料。

#### 9.3.2 检测结果

应在相应或适用时，提供内检测系统结果报告的每项特征的以下信息：

- a) 里程计距离（或绝对距离）。
- b) 上游环焊缝的确认。
- c) 特征距上游环焊缝的距离。
- d) 上游和下游各 3 个管节长度。
- e) 特征类型或分类（如异常、部件、不相关指示）。
- f) 周向位置。
- g) 上下游标识的确认。
- h) 异常到上下游标识的距离。
- i) 检测器速度。
- j) 特征表征：
  - 1) 金属损失特征（如腐蚀、划痕）：  
深度或深度范围（壁厚的百分比或深度）和长度；  
宽度剖面或形状。
  - 2) 变形特征（如凹陷、屈曲、椭圆变形、波纹、褶皱）：  
深度（同心管外径的百分比或偏差），或截面减少；  
长度、宽度。
  - 3) 裂纹特征（如单个裂纹、裂纹群、焊缝裂纹）：  
深度或深度范围（壁厚的百分比或深度）、长度；  
宽度（群）、与焊缝的接近程度。
  - 4) 金属学特征：  
尺寸；  
管壁厚度方向的位置、硬度。

- k) 检测测量参数。

基本参数改变会影响内检测系统记录数据的质量和精度（见 6.3.2）。如果在检测中这些参数与



性能说明值不同,应在概述中列出。

## 9.4 报告格式

### 9.4.1 一般要求

最终报告应包括以下的表格和图形。推荐这些方案用来整合检测结果与管道完整性评价程序。

### 9.4.2 管道特征

最终报告应包含所有环焊缝、连接长度、管道部件和标识。

### 9.4.3 概述和统计数据

最终报告应包括概述和统计数据。以下段落提供了金属损失内检测结果报告的一些示例。可使用其他的内检测技术进行修正。

报告可包括所有金属损失特征的数量:

- a) 内部金属损失特征的数量。
- b) 外部金属损失特征的数量。
- c) 深度从报告阈值的到  $19\%t$  的金属损失特征的数量。
- d) 深度  $20\%t \sim 29\%t$  的金属损失特征的数量。
- e) 深度  $30\%t \sim 39\%t$  的金属损失特征的数量。
- f) 深度  $40\%t \sim 49\%t$  的金属损失特征的数量。
- g) 深度  $50\%t \sim 59\%t$  的金属损失特征的数量。
- h) 深度  $60\%t \sim 69\%t$  的金属损失特征的数量。
- i) 深度  $70\%t \sim 79\%t$  的金属损失特征的数量。
- j) 深度  $\geq 80\%t$  的金属损失特征的数量。

可提供在整个管道长度上的以下报告:

- a) 在所定义的管段上金属损失特征的数量。
- b) 在所定义的管段上深度  $\geq 0.4t$  金属损失特征的数量。
- c) 在所定义的管段上深度  $\geq 0.6t$  金属损失特征的数量。
- d) 来源于检测的统计数据,每种类型异常的数据分散范围的直方图。

报告可提供以下坐标图:

- a) 整个管道长度所有金属损失特征周向位置坐标图。
- b) 整个管道长度所有内部金属损失特征周向位置坐标图。
- c) 整个管道长度所有外部金属损失特征周向位置坐标图。
- d) 以到最近环焊缝相对距离为函数的所有金属损失特征圆周位置坐标图。
- e) 整个管道长度所有变形特征的圆周位置。

### 9.4.4 评价和计算结果

报告可包括金属损失或裂纹的基于压力的评价和变形的应变计算。如果使用此种方法,以下信息应包括在内检测结果报告中:

- a) 评价方法。
- b) 强度比和定义(如果使用强度比)。
- c) 用于计算的管道参数(如 MAOP、MOP、OD、壁厚、安全因子、SMYS)。

应使用质量好的程序,以确保压力和应变计算的精度。

#### 9.4.5 内检测结果形式

内检测结果可按数据库形式提供，这可以很方便地引入到管道完整性评价应用中。

#### 9.4.6 开挖数据

如果开挖数据已纳入到结果之中，报告中应清楚地说明开挖的现场测量是如何纳入到报告的。

### 10 质量管理体系

#### 10.1 体系范围

##### 10.1.1 一般要求

本章制定了执行内检测系统和内检测服务组织要求的质量体系标准。有效的质量管理体系包括确保产品和服务的一致性，严格控制，防止提供不满意的服务，并采取措施，确保提供的产品和服务持续满足管道运营方的需求。

##### 10.1.2 限制和内容

质量管理体系适用于设计、测试、现场操作、数据分析和所有与本标准包括的内检测器相关的保障性服务活动。

若组织现有的质量管理体系满足或超过本章各项要求，可将这些要求纳入到现有体系中。对没有质量管理体系的组织，本章为制定满足特定内检测系统需求的质量体系提供了基础。

##### 10.1.3 质量管理体系原则

质量管理体系应考虑法规、安全和环境因素。

##### 10.1.4 要求的审核

质量体系应包括审核检测项目特定要求的过程，该审核应在运营方和服务提供方就文件范围内的服务达成一致协议之前。该审核最低程度上应包括：

- a) 确定各方负责成功完成内检测项目所应履行的职责。
- b) 确定人员是否在整个内部检测过程中遵守相关规定的审核程序。
- c) 审核确保管道运营方内检测的需求能够由提供方提供的服务满足。
- d) 审核管道运营方提供的管道规格，确保内检测器能顺利通过。
- e) 确定内检测器检测能力能满足管道运营方指定的目标。
- f) 管道运营方的需求分析评估，包括使用专门规程或标准，确保管道运营方从内检测中获得正确和准确的结果。

##### 10.1.5 沟通与协调

整个内检测期间，应在管道运营方和服务提供方组织和管理层面上，制定必要的沟通协调规定，以确保及时解决出现的问题。

#### 10.2 质量体系文件

##### 10.2.1 一般要求

相关组织应保持本标准所包括的各项活动范围内的质量体系文件。该质量体系文件应按要求提供

给管道运营方。

根据 ASNT ILI-PQ，鉴定过程和程序记录、人员资质记录应在管道运营提出要求时提供。质量管理体系手册应由本组织的最高管理者审核和批准。

### 10.2.2 程序和工作指南

应编制书面程序，介绍内检测设计、测试、承包、现场运行、数据处理和分析程序以及顺利进行检测所必要的保障措施。规定应包括开发和应用软件的质量维护，软件维护、配置管理和审核应根据认可的行业准则进行。这些程序应将必要的步骤文件化，以确保分配完成任务的个人能够按统一方式进行工作。必要的细节将根据任务以及提供培训和资质要求的组织确定。

程序中应包括培训和人员资质要求。相关人员应可以获得所需的程序或工作指导。这些程序还应根据管道运营方的要求审核。程序应定期审核和修订。

### 10.2.3 记录保存

各组织应保存其职责范围内与内检测相关的充分的记录。满足要求的最小记录应存档。这些记录应不仅包括有关管道的检测数据，还应包括适用于设备安装、检测人员和分析数据的记录，以及一份所使用的检测设备的记录。应保存这些记录，以便在系统重建时进行系统验证和生效。服务提供方和管道运营方之间的其他信息作为检测记录的一部分也应保存。

检测记录应按法规或管理要求的时间进行保存。应采取适当的措施保护这些记录不受损失或损害。当开发检测数据的存贮和恢复程序时，宜考虑数据采集技术的变化。

### 10.2.4 文件和版本控制

组成质量体系的所有文件应得到控制，以确保执行工作的人员获得最新版本。版本控制系统应包括过期信息撤销程序，包括文件、档案、表格和软件。程序还应使用户能够识别当前使用的文件的版本，包括组织内部的文件和软件以及终端用户的文件、档案和软件。

### 10.2.5 设计变更控制

应制定程序，证明和记录内检测系统电气、机械和软件部分的设计变更。这些记录应充分表明这些变更，以便评估这些变更对以前设计的基本参数的影响。

相同的程序适用于向管道运营方提供的服务设计。服务程序的变更也应进行记录，以审查这些变更的有效性。

当评估内检测系统或服务设计变更有效性时，管道运营方的反馈应作为设计变更程序使用的一部分。

## 10.3 质量控制

### 10.3.1 一般要求

质量控制程序应包括在质量体系中，以确保项目顺利执行。应包括必要的审核，以确定选择了适当的设备、合格且适当的校准、现场成功的运行。还应包括必要的审核，以确保数据得到适当的分析，成功地交给管道运营方。

质量控制程序还应包括本标准要求的资质鉴定所必需的程序。

程序应规定某项质量控制不合格时，人员有能力中断此过程，并立即采取纠正措施，以防止进一步的或更严重的不一致性。

应保留这些质量监测记录并保存在相关部门选择的记录保管系统中。

### 10.3.2 人员资质

根据第4章和ASNT ILI-PQ指定的内检测相关规定，所有人员的资质记录，包括资质水平、测试成绩和培训记录应为确定进行本标准工作的个人保存。鉴定过程和程序应作为质量管理体系一部分进行保存。

### 10.3.3 校准和标准化

为确保检测的一致性和精确性，服务提供方应有内检测系统和分析软件的鉴定和校准程序。这些程序包括所有使用设备的要求、执行任务人员要求和按国家标准可追溯的适用于测试设备的校准规定。

### 10.3.4 可追溯性

完成的每项检测项目应唯一地确定，以确保适用于该项目的信息，可在将来使用时能在不与其他项目混淆的情况下被参考。

用于检测的设备应唯一地标识且可进行追溯。序列号或其他跟踪参考信息提供了设备的使用历史，及监控可能影响该设备正确运行的操作上和功能上的变化。如果历史资料是用于验证检测结果，为此目的收集的数据应符合本章使用的内检测系统的可追溯性。

设备可追溯性要求应扩大到直接影响项目成功地完成，与内检测设备一起使用的辅助设备。这些设备特别包括标识器系统、定位系统、回放和数据处理设备、数据压缩和分析软件及相应的测试设备。

## 10.4 持续改进

### 10.4.1 一般要求

持续改进规定应纳入质量体系，以促进向管道运营方提供的产品和服务得到持续改进。有效的改进要求员工和管道运营方的反馈、新技术发展的审核和组织输出结果的持续观察和测量。

### 10.4.2 过程测量

过程改进的关键是使用定量措施，测量该过程有效性的能力。有关组织将提供他们过程成功的指标。应制定这些指标的关键措施。选择的过程测量应包括提供的有关产品和服务的措施。基本措施包括：

- a) 在一个选定的时期内成功运行率是指测量可接受的运行次数与总的运行次数的比值。
- b) 检测周转时间的度量是从完成现场工作到内检测报告的提交。
- c) 检测结果的精度与验证开挖检测的比较。
- d) 在性能规范和服务要求的基础上，对每种类型的检测系统，在一定时间内误报数量和类型的分析。

宜开发其他的性能指标以进一步分析所测量过程的有效性。

### 10.4.3 纠正和预防措施

质量体系应包括纠正不合格产品或服务的程序。这些程序应包括相应措施，防止不合格的复发。这要求充分的监督规定，辅以人员的经验，并且通过必要的审核以确保数据的精确度。

防止不合格萌生的过程也应是质量体系的一部分。这些过程通常包括在研究和开发计划中。

## 10.5 质量体系审核

### 10.5.1 一般要求

各组织应定期评估组织内的质量管理体系。进行这些审核以确保质量管理体系的整体有效性并持续满足组织的各项目标。

### 10.5.2 内部审核

质量管理体系应包括允许管理人员定期评估质量体系内程序和过程有效性的规定。这些内部审核应在规定间隔内进行，应保存这些审核的记录和所采取的任何纠正措施记录。

### 10.5.3 外部审核

管道运营方或独立实体可对服务提供方的质量体系进行审核。应考虑各方与被审核组织是否有金融、竞争或其他的可能的冲突，是否有财务、所有权或知识产权性质冲突的其他影响因素。审核前，审核的范围和程序应清楚地确定、讨论并经服务提供方同意。

附 录 A  
(资料性附录)  
性能规范示例

性能规范规定了检测概率 (POD) 和识别概率 (POI)。这些术语的代数定义如下:

POD = [发现次数/总数异常 × 100] 每个异常/特征类型和尺寸

POI = [正确识别次数/总数异常 × 100] 每个特征类型

本附录为 6.2.1~6.2.7 规定的性能规范提供一份格式示例。表 A.1 列出了能被检测到的特征及其 POI。表 A.2 列出了金属损失异常的 POD 和量化精度。

表 A.1 特性和 POI

特性		POI ≥ 90%	50% ≤ POI < 90%	POI < 50%
异常	金属损失			
	冷作			
	变形			
	伴有金属损失的变形			
	管体轴向裂纹			
	直焊缝裂纹			
	其他缝合焊缝异常			
	管体周向裂纹			
	环焊缝裂纹			
	其他环焊缝异常			
	裂纹群			
	椭圆变形			
	褶皱或波纹			
	屈曲			
	硬点			
	金属学异常 (结疤、裂开、分层、其他表面和壁中异常)			
	磨削条痕			
	涂层脱落			
其他异常				
部件	同心管道套管			
	偏心管道套管			
	维修套袖			
	连接件			
	阀门			
	三通			

表 A.1 (续)

特性		POI≥90%	50%≤POI<90%	POI<50%
部件	附件			
	其他附属物			
	弯头			
特征	内部/外部区分			
	中心线位置			
	应变			
	其他管道特性			

表 A.2 金属损失 POD 和尺寸公差示例<sup>a</sup>

		大面积	点蚀	针孔	轴向沟槽	轴向裂缝	周向沟槽	周向裂缝
管体	POD 临界深度 = 90%							
	可靠性 80% 的深度公差							
	可靠性 80% 的宽度公差							
	可靠性 80% 的长度公差							
环焊缝	POD 临界深度 = 90%							
	可靠性 80% 的深度公差							
	可靠性 80% 的宽度公差							
	可靠性 80% 的长度公差							
缝合焊缝	POD 临界深度 = 90%							
	可靠性 80% 的深度公差							
	可靠性 80% 的宽度公差							
	可靠性 80% 的长度公差							
<sup>a</sup> 在一个给定的置信水平。								

**附录 B**  
(资料性附录)  
内检测系统过程一览表示例

**验证内检测数据质量**

	初始	日期
a) 符合测量—验收准则吗?	<input type="checkbox"/>	
<hr/>		
b) 验证检测长度	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c) (相应的) 数据质量核对完成了吗?	<input type="checkbox"/>	
1) 传感器响应	<input type="checkbox"/>	
2) 速度核对	<input type="checkbox"/>	
3) 标识移动	<input type="checkbox"/>	
4) 方向	<input type="checkbox"/>	
5) _____	<input type="checkbox"/>	

**验证使用的管道参数**

	初始	日期
a) 外径和壁厚		<input type="checkbox"/>
b) 制管方法和管子等级	<input type="checkbox"/>	
c) (相应的) 壁厚、管子等级和等级位置的变化 (如有可用的)	<input type="checkbox"/>	
d) 确认报告反映正确的信息	<input type="checkbox"/>	

**验证管道部件示例**

	初始	日期
a) 确认附属物/部件得到正确识别	<input type="checkbox"/>	
b) 检查小开孔、三通等的方向	<input type="checkbox"/>	
c) 核对是否有异常连接长度	<input type="checkbox"/>	

**审核历史信息**

	初始	日期
a) 核对以前的评估 (如压力试验、内检测)	<input type="checkbox"/>	
b) 审核以前开挖信息	<input type="checkbox"/>	

[如果确认异常特性或位置精度重大差别偏差, 要求进一步地检测]



附 录 C  
(资料性附录)  
现场特征定位/验证活动示例

### C.1 概述

宜使用明确的和书面的程序，确保现场验证活动结果的质量。本附录提供了在以前现场验证中成功使用的一套程序示例。也可使用双方同意的其他程序。

现场验证包括两个不同的距离测量：地面测量的距离和由检测仪器测量的距离。地面测量通常用于已知位置的管道部件、焊缝或其他物体，其相对于管道位置和测量长度已知。内检测距离由里程轮计数确定，并代表（大约的）测量长度值。

地上测量误差主要来源于：

- a) 进行地上测量时的地貌影响。
- b) 如在管道弯管处等实际管道路径和地上路径之间的差别。
- c) AGM 的错误放置或解读。

里程轮由于碎片、滑动或黏着问题能够造成内检测系统测量距离误差。内检测距离通常能够使用刚刚完成的管道数据或其他信息进行重新校准。

### C.2 特征定位的基本程序

在典型的检测报告中，特征定位是参考地上固定的管道部件（如三通、阀门）、地面标识或其他已知参考点。由于在地上不易查找，地下部件一般不用作参考点。

特征定位的基本程序为：

- a) 步骤 1：从检测报告中，识别和确定到最近已知上游和下游的参考点距离。  
图 C.1 表示的示例，焊缝 # 1780（目标位置）到上游阀门 604.47ft，到下游标示点 685.30ft。
- b) 步骤 2：区分和标定到两个参考点的地上距离。差距和地上重叠是正常的。差距或重叠的长度受地上测量和里程计的计数精度影响。  
一般讲，在两个参考点之间距离多或者少 0~1% 的距离是正常的。对于图 C.2 的示例，差距为 9.02ft。如果可见的差距非常大，应检查确认在划分地上距离时是否使用了正确的参考点。如果多或少的距离大于性能规范的定位精度，应使用服务提供商和运营方的讨论结果。
- c) 步骤 3：距离内插修改按到参考点距离“百分率规则”使用相同的比率。图 C.2 示例中，内插修改的位置是距离上游标桩 47% 或 4.24ft。

特征定位时应注意：

- a) 使用上游和下游参考点和内插修改差距或重叠，提高了目标特征的定位精度。
- b) 以位于异常管节内提供现成参考的上游或下游环焊缝作为目标，测量一个到异常位置相对较短的距离。
- c) 当怀疑目标特征定位时，个别管道接头有时可通过比较检测报告上记录的距离与上下游环焊缝之间的实际距离来识别。直焊缝的报告位置和实际位置也有助于判定位置。

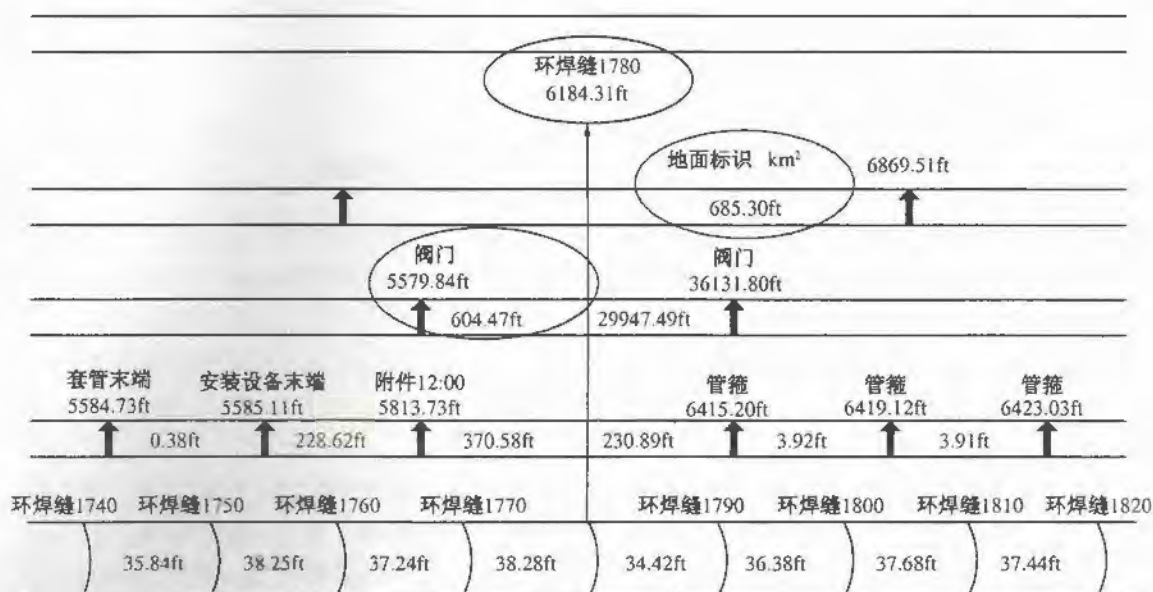


图 C.1 特征位置示例

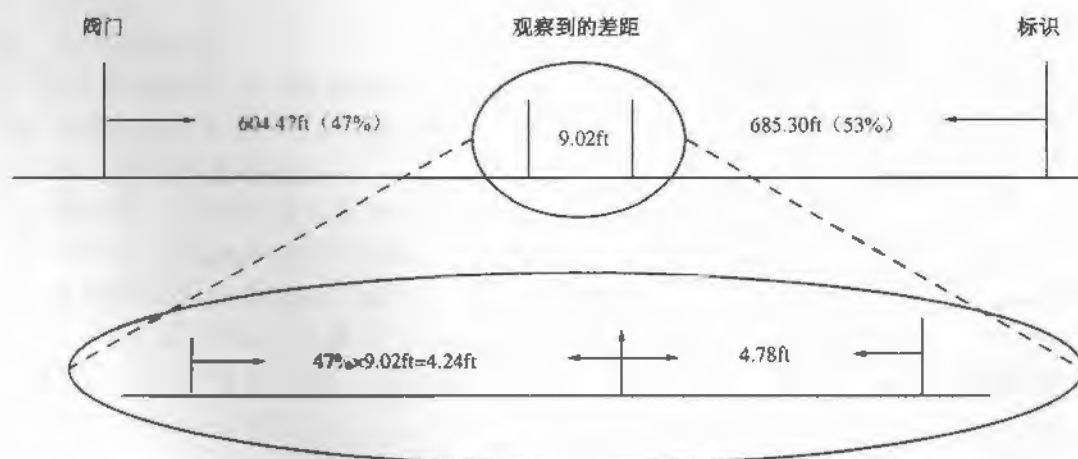


图 C.2 “差距”内插示例

### C.3 验证测量基本程序

验证测量的基本程序包括：

- 彻底清理管道，最好使用喷砂法等（喷砂法可能掩盖低程度的 SCC）。
- 检测裂纹（如磁粉检测），测量异常的深度。
- 测量异常的长度（轴向）和宽度（周向）。
- 提供异常包括周围区域的几何形状摹拓，在可能时拍照。
- 测量靠近异常多个区域的实际壁厚。
- 在草图/照片上标出异常类型（还有凹陷、划痕、制造异常等均须说明）、轴向距离、圆周位置（向下游观察的钟点）。
- 在异常位置表上标出实际测量的到环焊缝的距离、圆周位置、特征类型、特征尺寸和实际壁厚等。

h) 测量和记录暴露的异常。

验证结果与报告数据比较中有用的现场数据包括：

- a) 测量系统使用的现场距离。
- b) 应用于原始特征位置单的所有修改。
- c) 现场测量距离（通常至少需要一个上游的和一个下游的）。
- d) 上、下游距离测量各自的差距和/或重叠长度。
- e) 观察到的地上位置和发现位置之间的差距。
- f) 接头长度。
- g) 直焊缝位置（如果适用）。
- h) 相邻管节长度与它们直焊缝的位置。
- i) 调查的管道区域的位置和范围。
- j) 使用测量实际缺陷几何形状的方法。
- k) 方法的技术性能，例如超声波仪特性：校准程序、采样频率、有效传感器尺寸。
- l) 带刻度位置和尺寸标记的照片。

附录 D  
(资料性附录)

验证开挖异常文件示例 (用于金属损失异常)

本附录列出了在金属损失异常验证开挖中收集的数据类型示例。每项验证异常都应准备一份数据记录。该数据记录可包括但不限于:

- a) 管道系统标识符。
- b) 管道通行带编号。
- c) 管道站位。
- d) 岗位编号。
- e) 异常项目编号 (来自检测报告)。
- f) 开挖日期。
- g) 测量 (评估) 目标特征/异常的人员。
- h) 公称管道外径。
- i) 管子等级。
- j) 制管方法。
- k) 管子公称壁厚。
- l) 管子实际壁厚 (靠近异常的清洁管道)。
- m) 直焊缝的时钟 (圆周) 位置 (面向下游方向: 上部为 12 点, 底部为 6 点)。
- n) 流向/检测器前进方向。
- o) 到上游、下游环焊缝的距离。
- p) 到上游、下游地面参考点距离。
- q) 金属损失剖面 (包括间隔增加和深度测量); 换言之, 指示异常蚀刻和/或最大深度图。
- r) 金属损失相互作用 (见图 D. 1): 是否多个规则的金属损失异常相互作用形成一个较大的单一异常; 对于每个检测, 详细说明决定  $X_1$  和  $X_2$  之间 (及  $Y_1$  和  $Y_2$  之间) 距离关系的准则。
- s) 现场测量精度信息。

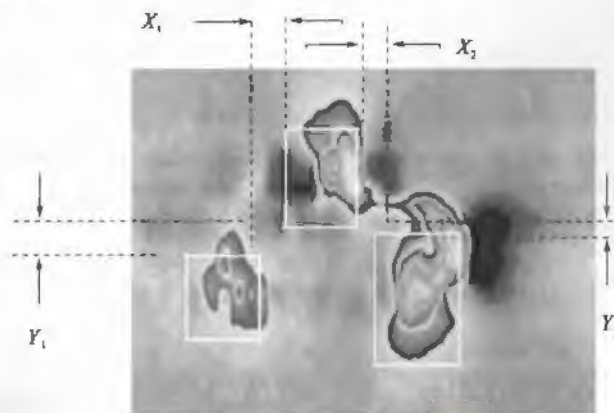


图 D. 1 金属损失轮廓交互作用准则

- t) 照片。每张照片至少要标注以下信息:
  - 拍照日期。
  - 管道标识, 如管线名称、位置、阀门截面等。

- 异常项目编号。
- 实际深度、长度、宽度和时钟方向。
- 流向/检测工具前进方向。
- 到最近环焊缝的距离。

## 附录 E

## (资料性附录)

## 使用性能规范对单体验证测量的比较

## E.1 概述

“关联”图是实施此验证方法的最简单工具。例如，根据 ILI 服务提供方报告和现场开挖测量结果，描绘出单个异常点深度的比较图，即建立一个量化精度图示，图 E.1 给出了一个图例，它表明了 ILI 系统检测结果与性能规范一致。

为进行有效地比较，在开始就应统一不同测量方法的物理单位和统计参数。

测径器和超声波检测器通常用于独立地评估普遍壁厚和剩余壁厚，而漏磁内检测提供相对壁厚损失值代替。通常，超声波壁厚检测工具的精度规格以标准偏差给出，MFL 检测仪器采用 80% 的可靠性水平。

一种方法是在 80% 置信水平按壁厚损失百分比来计算超声波或测径器的相对壁厚损失偏差，在计算时，这些典型的现场测量技术是怎样和在什么情况下依赖于壁厚，以及如何与 ILI 精度进行比较等问题就变得相当突出。

基于高斯误差传递和高斯分布，现场测量精度如下：

$$\Delta(d/t) = 1.28 \times \sqrt{\{[\sigma(d)/d]^2 + [\sigma(t)/t]^2\} \times d/t} \quad \dots\dots\dots (E.1)$$

其中

$$\sigma(d) = \sqrt{\sigma(t-d)^2 + \sigma(t)^2} \quad \dots\dots\dots (E.2)$$

如果不符合预计总公差，则单体测量就不符合 80% 的普遍置信期望：

$$|(d/t)_{\text{ILI}} - (d/t)_{\text{Field}}| > \sqrt{\Delta(d/t)_{\text{ILI}}^2 + \Delta(d/t)_{\text{Field}}^2} \quad \dots\dots\dots (E.3)$$

式中：

$d$ ——绝对深度，单位为英寸/毫米 (in/mm)；

$t$ ——壁厚，单位为英寸/毫米 (in/mm)；

$d/t$ ——相对深度，用百分数表示；

$t-d$ ——剩余壁厚，单位为英寸/毫米 (in/mm)；

$\sigma$ ——标准偏差（即 67% 置信度）；

$\Delta$ ——在 80% 置信度基础上的偏差。

典型示例：

用一台超声波检测器，为了合理地校准，规定的精度为 0.2mm。假设壁厚测量的精度随着多次重复测量的标准偏差  $\sigma(t)$  而提高，事实上异常的几何形状很难被定义，从而导致剩余壁厚测量精度的标准偏差  $\sigma(t-d)$  的区间略微增加了。对于测径器而言，应考虑公称壁厚的制造公差  $\sigma(t)$  以及单个测径器可能不一致所引起的  $\sigma(d)$ 。

参考图 E.1，整个公差准则由单个 80% 置信度所定义的椭圆表示出来。

ILI 报告		超声波现场测量								$ (d/t)_{ILI} - (d/t)_{Field} $	$\sqrt{\Delta(d/t)_{ILI}^2 + \Delta(d/t)_{Field}^2}$	比较 违背 80% 置信度 标准
$d/t$ % 测量	$\Delta(d/t)$ % 指定	$t$ mm 测量	$t-d$ mm 测量	$d$ mm 计算	$d/t$ % 计算	$\sigma(t)$ mm 指定	$\sigma(t-d)$ mm 指定	$\sigma(d)$ mm 计算	$\sigma(d/t)$ % 计算			
42	10	6.4	3	3.4	53	0.15	0.25	0.29	6	11.1	11.7	否
57	12	8.2	2.5	5.7	70	0.15	0.25	0.29	4.8	12.5	12.9	否
21	5	4.9	4.3	0.6	12	0.15	0.25	0.29	7.6	8.8	9.1	否
33	10	6.3	4	2.3	37	0.15	0.25	0.29	6	3.5	11.7	否
33	10	6.3	5.8	0.5	8	0.15	0.25	0.29	5.9	25.1	11.6	是

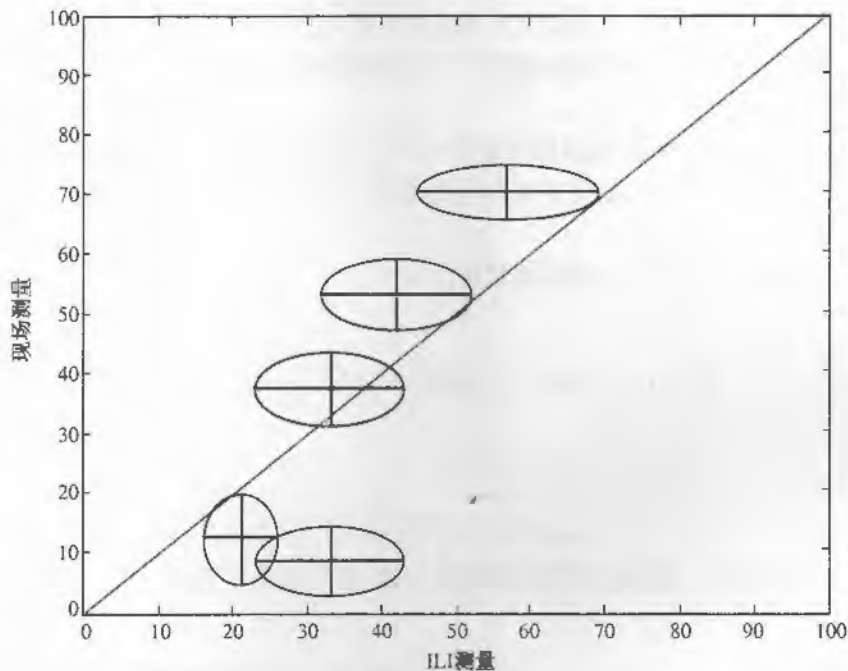


图 E.1 示例：两项单独测量的一致性测试

E.2 验证测量总体分布比较

如果有些验证并不符合性能规范，可使用多种类型的分布（如二项式分布）对它们做进一步地评估。二项式分布是基于一个原始的推断或假设用来表示某个特定结果的概率，该结果是一组已报告的异常，而这些异常在原假设符合性能说明的情况下已经通过验证测量证明在公差范围内。

二项式分布可以用来表示在“n”个比较试样中有“x”个试样符合性能说明的概率“p”，概率“p”为：

$$p(x) = n! p^x (1-p)^{n-x} / [(x!)(n-x)!] \dots\dots\dots (E.4)$$

式中：

p——符合性能要求的概率。

二项式分布表一般表示“x”个异常或少于“x”个异常的测量值符合性能要求的概率：

$$\sum_{i=0}^x p(i) \dots\dots\dots (E.5)$$

在所有的情况下，假设在所有的测量位置上性能规范是相同的，并且假设测量结果相互独立，推荐验证测量数量  $n$  由公式  $n \cdot p \geq 5$  来确定。

表 E.1 给出了一个基于可靠性 80%，并符合指定公差范围的二项式分布样表。每个百分数表示符合公差要求的比较数概率或低于比较数的概率，例如（见表 E.1 中的阴影框），已知可靠度为 80%，观察比较数量为 10 的这一列，可以看到 0, 1, 2, 3, 4, 5 或 6 的概率，其中符合公差要求的数量为 6 的概率为 12%。

表 E.1 二项式分布表取样（基于 80% 的可靠性）

	比较数 $n$		
	6	10	25
0	0%	0%	0%
1	0%	0%	0%
2	2%	0%	0%
3	10%	0%	0%
4	35%	1%	0%
5	74%	3%	0%
6	100%	<b>12%</b>	0%
7		32%	0%
8		62%	0%
9		89%	0%
10		100%	0%
11			0%
12			0%
公差 $x$ 范围内比较数			0%
13			0%
14			1%
15			2%
16			5%
17			11%
18			22%
19			38%
20			58%
21			77%
22			90%
23			97%
24			100%
25			100%



一般来讲,如果二项式分布表给出的概率小(如1%,5%或者10%),则原假设(可靠性至少80%)被拒绝,即不符合性能规范的要求。临界点通过100%置信水平来计算,在临界点以下表示假设被拒绝。例如,如果置信水平为95%,则临界点为5%,在5%以下假设被拒绝。分布表可用于表示验证结果与性能规范是否一致。

分布表出示了第I类错误并且用于可靠性能规范能够被明确地拒绝。第I类错误是指拒绝原假设(满足性能规范)的概率,而事实上假设是正确的。正如上面所讨论的,为了降低错误拒绝假设(满足性能规范)的可能性,拒绝水平一般都很小,如1%,5%或者10%。第I类错误与性能规范和验证测量的一致性有关。

当原假设应被拒绝时而未拒绝(如尽管不符合性能规范,性能规范也没有被拒绝)就产生了第II类错误。第II类错误的概率反映了真实可靠性已知的精度。降低第I类错误的可能性相应增加了第II类错误的概率。只要性能规范未被拒绝,则第II类错误就可能存在。他们是比较数量 $n$ 、第I类错误值和可靠性真实值的一个函数。 $n$ 越小,第II类错误越可能发生。列出第II类错误概率的表很大、不方便,所以一般不使用。

基于此,表E.2会更实用,它提供了验证测量数 $N$ 与为了建立与性能规范一致而在公差 $N_m$ 范围内的验证测量次数之间关系。如果在公差 $N_m$ 范围内的验证测量的次数低于 $N_m$ ,那么ILI结果与性能规范不一致。

表 E.2 性能规范一致表 (可靠性=0.80, 且置信水平=95%)

$N$	$N_m$	$N$	$N_m$	$N$	$N_m$
5	2	21	14	37	25
6	3	22	14	38	26
7	4	23	15	39	27
8	4	24	16	40	28
9	5	25	17	41	28
10	6	26	17	42	29
11	6	27	18	43	30
12	7	28	19	44	31
13	8	29	20	45	31
14	9	30	20	46	32
15	9	31	21	47	33
16	10	32	22	48	34
17	11	33	22	49	34
18	11	34	23	50	35
19	12	35	24	51	36
20	13	36	25	52	37

以下是一些实例,用来说明如何使用分布来验证是否已经符合性能规范。

例1: 一个ILI系统性能规范声称深度检测偏差在 $\pm 10\%t$ 以内、可靠性80%和置信水平95%,进行了25个验证测量,确定现场测量公差为 $6\%t$ 。

a) 计算总公差:  $\sqrt{10^2 + 6^2} = 11.66$ , 这意味着如果现场测量值减去已报告测量值的绝对值小于

或等于  $12\%t$ ，那么已报告深度预计在公差范围内。

如果  $n=25$ ，有 19 个比较试样在公差范围内。

- b) 使用表 E. 1；用置信水平 95% 来决定可靠性至少 80% 的假设是否应被拒绝，表 E. 1 中给出的概率是 38%。由于此值远高于 5% 的拒绝水平（100%~95%），则无法拒绝可靠性至少 80% 的假设，ILI 系统结果与性能规范一致。
- c) 或使用表 E. 2；有 19 个比较试样在公差范围以内。由于 19 大于 17，则 ILI 系统结果与性能规范一致。

**例 2：**一个 ILI 系统性能规范声称深度检测偏差在  $\pm 10\%t$  以内、可靠性 80% 和置信水平 95%，进行了 10 个验证测量，确定现场测量公差为  $5\%t$ 。

- a) 计算总公差： $\sqrt{10^2 + 5^2} = 11.18$ 。这意味着如果现场测量值减去已报告测量值的绝对值小于或等于  $11\%t$ ，那么已报告深度预计在公差范围内。  
如果  $n=10$ ，有 5 个比较试样在公差范围内。
- b) 使用表 E. 1；用置信水平 95% 来决定可靠性至少 80% 的假设是否应被拒绝。表 E. 1 中给出的概率是 3%。由于此值低于 5% 的拒绝水平（100%~95%），则可靠性至少 80% 的假设被拒绝，ILI 系统结果与性能规范不一致。
- c) 或使用表 E. 2；有 5 个比较试样在公差范围以内。由于 5 小于 6，ILI 系统结果与性能规范不一致。

**例 3：**一个 ILI 系统性能规范声称深度检测偏差在  $\pm 10\%t$  以内、可靠性 90% 和置信水平 90%，进行了 10 个验证测量，确定现场测量公差为  $4\%t$ 。

- a) 计算总公差： $\sqrt{10^2 + 4^2} = 10.77$ 。这意味着如果现场测量值减去已报告测量值的绝对值小于或等于  $11\%t$ ，那么已报告深度预计在公差范围内。  
当  $n=10$ ，有 6 个比较试样在公差范围内。
- b) 使用表 E. 1；用置信水平 90% 来决定可靠性至少 80% 的假设是否应被拒绝。表 E. 1 中给出的概率是 12%。由于此值高于 10% 的拒绝水平（100%~90%），则无法拒绝可靠性至少 80% 的假设。  
由于管道位置和 12% 非常接近 10% 拒绝水平的事实，因而决定完成 15 个以上的验证测量。  
当  $n=25$ ，有 20 个比较试样在公差范围内。  
使用表 E. 1，表 E. 1 中给出的概率是 58%。由于此值远高于 10% 的排除水平，则无法拒绝可靠性至少 80% 的假设，ILI 系统结果与性能规范一致。
- c) 由于表 E. 2 是基于 95% 的置信水平，所以不能用该表进行比较，需要另制定一份表。

### E.3 置信区间

置信区间提供了在真实可靠性已知情况下确定精度的一种选择方法。例如，一个 95% 的可靠性置信区间表明 ILI 系统真实可靠性处于此区间的上下限制之间。当计算一个可靠性置信区间时，验证测量次数应“大量”。本例中，“大量”指的是大于 20。

表 E. 3 给出了一个基于 95% 置信水平和 25 个比较试样的置信区间的例子。在此，95% 置信水平意指 ILI 系统真实可靠性在区间上下限之间的概率为 95%。

例如，表 E. 3 中的阴影框表示 25 个验证测量中有 19 个比较试样在公差范围内，ILI 系统的真实可靠性在 59% 和 93% 之间的概率为 95%。

使用置信区间评估 ILI 系统结果是否与性能规范一致有许多方法，这些方法通常由服务提供方或运营方专用，本标准不做详细讨论。普遍的方法考虑可靠性下限、在置信区间内性能规范中规定的可

靠性位置，以及用于制定性能规范的数据量。

表 E.3 95%置信区间

25	下限	上限
0	0%	11%
1	0%	12%
2	0%	19%
3	0%	25%
4	2%	30%
5	4%	36%
6	7%	41%
7	10%	46%
8	14%	50%
9	17%	55%
10	21%	59%
11	25%	63%
12	28%	68%
13	32%	72%
14	37%	75%
15	41%	79%
16	45%	83%
17	50%	86%
18	54%	90%
19	59%	93%
20	64%	96%
21	70%	98%
22	75%	100%
23	81%	100%
24	88%	100%
25	89%	100%

## 参 考 文 献

- [1] API Std 5T1 Standard on imperfection terminology, November 1996
  - [2] ASME B31.4 Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids
  - [3] ASME B31.8 Gas transmission and distribution piping systems
  - [4] European Pipeline Operators Forum, Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, Version 2.1 November 1998—Shell international exploration & production B. V. EPT-OM
-

中华人民共和国  
石油天然气行业标准  
管道内检测系统的鉴定  
SY/T 6825—2011

\*

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

\*

880×1230毫米 16开本 3.5印张 100千字 印1—2500  
2011年11月北京第1版 2011年11月北京第1次印刷  
书号：155021·6673 定价：42.00元

版权专有 不得翻印

中华人民共和国  
石油天然气行业标准  
管道内检测系统的鉴定  
SY/T 6825—2011

\*

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

\*

880×1230 毫米 16 开本 3.5 印张 100 千字 印 1—2500  
2011 年 11 月北京第 1 版 2011 年 11 月北京第 1 次印刷  
书号: 155021·6673 定价: 42.00 元

版权专有 不得翻印