

ICS 75.200
E 16
备案号：65563—2018

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6597—2018

代替 SY/T 6597—2014, SY/T 6825—2011, SY/T 6889—2012

油气管道内检测技术规范

Specification for in-line inspection of oil & gas pipeline

2018 — 10 — 29 发布

2019 — 03 — 01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言..... III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 一般要求 4

5 检测流程 5

6 检测技术及设备选择 6

 6.1 检测器选择应考虑的因素 6

 6.2 检测器性能规格要求 6

 6.3 管道检测条件评估 9

 6.4 检测器性能规格验证 10

7 检测方案 10

8 检测实施 10

 8.1 作业计划 10

 8.2 设标与跟踪 10

 8.3 清管 11

 8.4 检测器运行 11

9 检测成果提交 12

 9.1 一般要求 12

 9.2 几何变形检测报告要求 13

 9.3 金属损失检测报告要求 13

 9.4 中心线测绘报告要求 15

 9.5 弯曲应变报告要求 15

 9.6 提交时间要求 15

10 检测结果验证..... 15

 10.1 一般要求 15

 10.2 缺陷测量方法 16

 10.3 验证报告 16

11 检测器性能规格验证..... 16

 11.1 一般要求 16

 11.2 基于历史数据 17

11.3	基于牵拉试验	17
11.4	基于开挖验证	17
11.5	单点验证测量	17
11.6	基于统计学的性能规格检验	17
12	项目竣工资料	18
13	检测数据管理	18
13.1	检测数据	18
13.2	检测信息	18
13.3	检测数据对比及腐蚀增长速率的使用	18
14	新建管道适应性要求	18
15	检测风险控制与应急处置	19
15.1	一般规定	19
15.2	预防性措施	19
15.3	应急处置	20
16	检测服务方要求	20
16.1	一般要求	20
16.2	操作人员能力要求	21
16.3	数据分析人员能力要求	21
附录 A (资料性附录)	检测器类型与检测用途	22
附录 B (规范性附录)	检测器性能规格指标清单	25
附录 C (资料性附录)	检测器性能规格示例	28
附录 D (规范性附录)	金属损失类型定义	33
附录 E (资料性附录)	管道调查表示例	34
附录 F (规范性附录)	收、发清管器作业流程	37
附录 G (资料性附录)	检测报告示例	39
附录 H (资料性附录)	缺陷验证方法和过程	43
附录 I (资料性附录)	检测器性能规格验证示例	45

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准替代 SY/T 6597—2014《油气管道内检测技术规范》、SY/T 6825—2011《管道内检测系统的鉴定》和 SY/T 6889—2012《管道内检测》。本标准以 SY/T 6597—2014 内容为基础，整合了 SY/T 6825—2011 和 SY/T 6889—2012 相关内容，与 SY/T 6597—2014 相比，除编辑性修改外，主要技术内容变化如下：

- 修改并补充了部分术语和定义，与现行标准一致（见第3章）；
- 修改并补充了一般要求（见第4章）；
- 增加了检测流程的要求（见第5章）；
- 修改并补充了内检测器性能规格要求（见6.2）；
- 增加了检测实施作业计划、设标与跟踪、检测运行报告的要求（见第8章）；
- 增加了弯曲应变报告和检测结果提交时间的要求（见9.5和9.6）；
- 修改并补充了检测结果验证的要求（见第10章）
- 增加了检测器性能规格验证的要求（见第11章）；
- 增加了检测数据管理的要求（见第13章）；
- 增加了新建管道适应性要求（见第14章）；
- 增加了检测风险控制与应急处置的要求（见第15章）；
- 增加了检测服务方要求（见第16章）；
- 修改了检测器的类型及适用性（见附录A）；
- 增加了检测器性能规格指标清单（见附录B）；
- 修改了检测器性能规格示例（见附录C）；
- 增加了缺陷验证方法和过程（见附录H）；
- 增加了检测器性能规格验证示例（见附录I）。

本标准由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、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中石油北京天然气管道有限公司、中油管道检测技术有限责任公司、中国石油大学（北京）、中海油田服务股份有限公司、中海石油气电集团有限责任公司、中国石油化工股份有限公司大连石油化工研究院。

本标准主要起草人：王富祥、冯庆善、陈健、张海亮、杨辉、宗照峰、叶光、常连庚、董绍华、李成钢、玄文博、雷铮强、刘志刚、王学力、燕冰川、杨寒、王建国、王良军、王晓霖、杨静。

本标准替代了 SY/T 6597—2014，SY/T 6825—2011 和 SY/T 6889—2012。

SY/T 6597—2014 的历次版本发布情况为：

- SY/T 6597—2004。

油气管道内检测技术规范

1 范围

本标准规定了油气管道几何变形、金属损失、裂纹和中心线测绘内检测的技术要求。
本标准适用于陆上钢质油气管道内检测。海底钢质油气管道内检测可参照执行。

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。

GB 32167 油气输送管道完整性管理规范

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 5536 原油管道运行规程

SY/T 5922 天然气管道运行规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

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）、中心线位置和结构特征（焊缝、三通、弯头等）的方法。

3.2

几何变形检测 geometry inspection

以检测管体几何变形情况为主要目的的管道内检测。

3.3

金属损失检测 metal loss inspection

以检测管壁腐蚀、划痕等金属损失为主要目的的管道内检测。

3.4

裂纹检测 crack inspection

以检测管壁裂纹为主要目的的内检测。

3.5

漏磁检测 magnetic flux leakage (MFL)

利用磁铁磁化管壁，通过磁通量变化，检测管体和焊缝中存在的缺陷和管道特征的内检测技术。

3.6

惯性测绘检测 inertial mapping

使用惯性传感器测绘管道中心线空间位置的内检测，通过分析可生成管道高程和平面图。

3.7

内检测器 in-line inspection tool

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)、中心线位置和结构特征(焊缝、三通、弯头等)的设备或工具。

3.8

测径板 gauge plate

安装在清管器上,直径小于管道公称内径的软质金属圆盘(通常使用铝盘)。用于定性判定管道的变形程度。

3.9

标识器 above-ground marker (AGM)

置于管道上方的便携或永久性设备,能够探测并记录内检测器的通过信号,或内检测器能够探测并记录其发射的信号。

3.10

设标 marking

为实现对检测到的管道特征精确定位和检测过程中对检测器运行状况进行跟踪而设置地面测量参考点的工作。

3.11

性能规格 performance specification

用于确定内检测器检测、分类、表征特征能力的一系列技术指标。

3.12

检测阈值 detection threshold

为获得指定的检测概率,某一特征尺寸应超出的临界值。

3.13

报告阈值 reporting threshold

说明是否应报告某一异常的参数。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。

3.14

检测概率 probability of detection (POD)

特征能被检测出来的概率。

3.15

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。

3.16

量化精度 sizing accuracy

报告的异常尺寸或特性的精度。通常精度用公差和可信度表示。如金属损失的深度量化精度可表示为可信度为90%时,公差为 $\pm 10\%$ 的壁厚。

3.17

可信度 certainty

检测结果报告的异常特征在给定公差范围内的概率。

3.18

置信度 confidence level

总体参数值落在样本统计值某一区间的概率,用于描述在指定条件下数据的可信度。

3.19

公差 tolerance

在指定可信度下,估算或表征异常尺寸或特征的范围。

3.20

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。

3.21

特征 feature

内检测器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、附属物等。

3.22

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。

3.23

异常 anomaly

管材、涂层或焊缝等存在的偏离正常的未经验证的偏差。

3.24

缺陷 defect

尺寸或特性超出可接受限度的异常。

3.25

缺欠 imperfection

尺寸或特性未超出可接受限度的异常。

3.26

变形 deformation

形状的永久性改变,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。

3.27

凹陷 dent

因外力撞击或挤压造成管道表面曲率明显变化的局部弹塑性变形。

3.28

椭圆度 ovality

管道横截面偏离正常圆形的程度,其计算公式为:椭圆度(%) = (最大直径 - 最小直径) / 公称直径。

3.29

褶皱 wrinkle

管子外壁光滑而局部凸起的部分。

3.30

屈曲 buckle

管道产生较大的塑性变形,造成管道整体或管道截面永久性起皱或变形。

3.31

金属损失 metal loss

任何发生金属减损的管道异常。金属损失通常是由于腐蚀所致,但划伤、制造缺陷或机械损伤也能导致金属损失。

3.32

腐蚀 corrosion

由于与所处环境发生化学或电化学反应,造成某种材料(通常是金属)的劣化。

3.33

点蚀 pitting

金属表面局限于局部小区域的金属损失。

3.34

划痕 gouge

金属机械切削造成的细长凹槽或凹腔。

3.35

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。

3.36

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裂纹。

3.37

分层 lamination

由于金属内部分离形成的通常平行于表面的离层。

3.38

冷作 cold work

金属由于变形硬化伴随的永久应变。

3.39

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。

3.40

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。

3.41

制管焊缝 seam weld

焊管制造过程中形成的直焊缝或螺旋焊缝。

3.42

套管 casing

安装在管道外的圆筒，用于保护管道不受外部损伤。

3.43

套筒 sleeve

覆盖在管道外，通过焊接等方式连接在一起，用于修复管道缺陷的两个半圆柱外壳。

3.44

估计维修因子 estimated repair factor (ERF)

最大允许运行压力与通过金属损失缺陷评价方法计算出的安全运行压力的比值。

$$ERF = MAOP / p_{safe}$$

式中：

MAOP——最大允许运行压力；

p_{safe} ——通过金属损失缺陷评价方法计算出的安全运行压力。

4 一般要求

4.1 应根据管道风险评估结果及历史检测情况，选择合适的内检测技术及设备。

4.2 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，可通过牵拉试验或检测结果开挖测量进行验证。

4.3 内检测时间间隔应符合 GB 32167 的规定。

4.4 应定期进行清管作业，保持管道的可检测性。管道内检测前应进行清管。

4.5 管道位置数据的测量、存储及使用应符合国家法律法规和管道运营方的保密要求。

5 检测流程

检测开始前，应制定合适的内检测流程。内检测可按图 1 中推荐的实施流程进行。

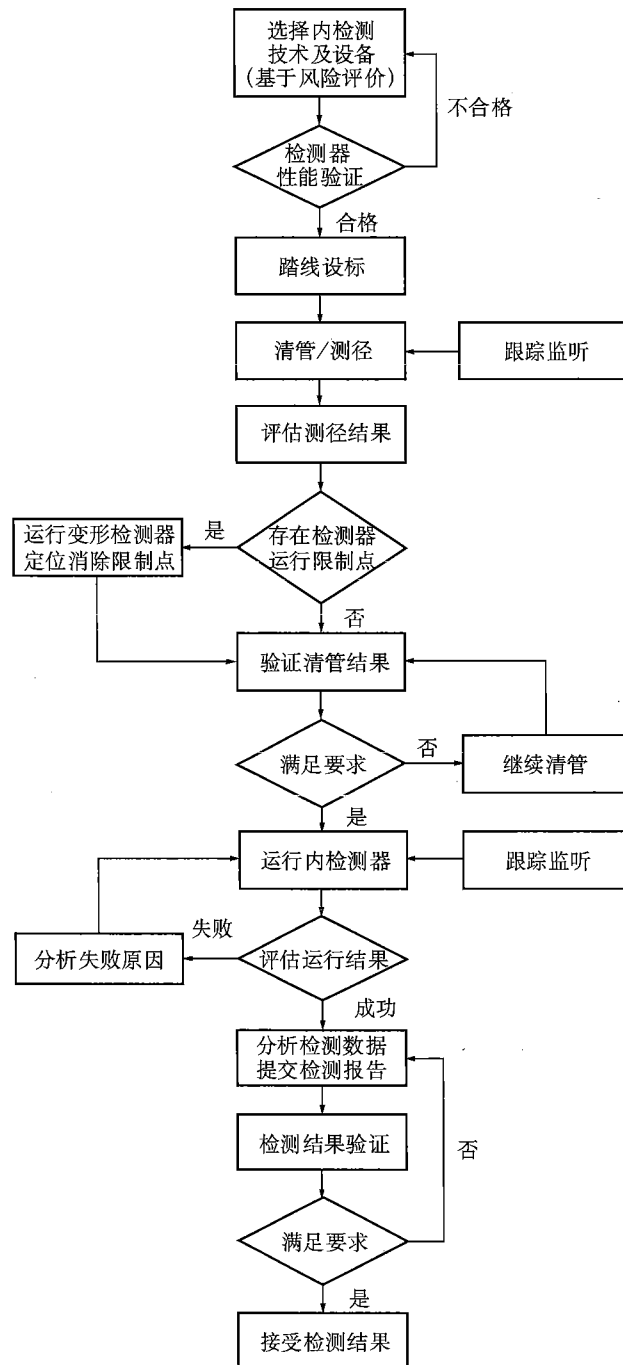


图 1 管道内检测实施流程

6 检测技术及设备选择

6.1 检测器选择应考虑的因素

宜根据管道存在的危害因素、历史检测情况及风险评估结果确定检测的目的和目标，并使选择的内检测技术及设备的检测能力和性能规格与管道检测的需求相适应。常见内检测器类型与检测用途参见附录 A。

选择内检测器时，应考虑的因素包括但不限于：

- a) 检测概率 (POD)；
- b) 检测阈值；
- c) 类型识别能力；
- d) 尺寸量化精度；
- e) 特征定位精度；
- f) 置信度；
- g) 传感器采样频率或采样间距；
- h) 壁厚范围；
- i) 速度范围；
- j) 温度范围；
- k) 压力范围；
- l) 可通过的弯头的最小曲率半径；
- m) 可通过的最小内径；
- n) 检测器长度、重量和节数；
- o) 发送和运行检测器所需的压差；
- p) 单次运行所能检测的管道长度（由运行时间和管道条件等共同决定）；
- q) 收、发球筒的尺寸和操作空间；
- r) 收、发球筒阀门和大小头（异径管）之间的最小距离；
- s) 电池类型及电池寿命；
- t) 检测器发生卡停时泄流指示。

6.2 检测器性能规格要求

6.2.1 内检测器性能规格应规定探测、定位、识别、表征和量化管道异常和特征的能力，包括但不限于异常或特征的类型、检测阈值和检测概率 (POD)、识别概率 (POI)、量化精度、定位精度以及各种限制，具体指标按附录 B 执行。

6.2.2 检测服务方应通过有效的统计方法建立内检测器在特定管道运行时的性能规格，不同类型内检测器性能规格参见附录 C。

6.2.3 几何变形检测的性能规格应满足：

- a) 凹陷、椭圆度、褶皱、屈曲、鼓胀和焊缝的 POI 大于 90%。
- b) 阀门、三通、弯头、壁厚变化等特征的 POI 大于 98%。
- c) 几何变形尺寸量化精度满足表 1 的要求，特征定位精度满足表 2 的要求。

6.2.4 漏磁检测的性能规格应满足：

- a) 内 / 外金属损失、凹陷、偏心套管、部件和焊缝的 POI 大于 90%。
- b) 阀门、三通、弯头、壁厚变化等特征的 POI 大于 98%。
- c) 具备识别焊缝异常并对焊缝异常进行分级的能力。

表1 几何变形尺寸量化精度

	POD=90% 时的 检测阈值	可信度 =90% 时的精度		
		OD ≤ 406mm	406mm < OD < 1016mm	OD ≥ 1016mm
壁厚变化	1.5mm	± 1mm		
椭圆度	1%	± 1%		
凹陷深度	1%OD	± 2mm	± 3.5mm	± 5mm
注：OD 为管道外径； 椭圆度 (%) = (最大直径 - 最小直径) / 公称直径。				

表2 几何变形检测特征定位精度

可信度 =90% 时的轴向定位精度	特征与参考环焊缝之间的距离误差小于 ±0.1m
	参考环焊缝与参考点之间的距离误差小于 ±1%
可信度 =90% 时的环向定位精度	± 15°

d) 具备识别已发生腐蚀迹象的补口失效能力。

e) 金属损失尺寸量化精度满足表3的要求，特征定位精度满足表4的要求。

表3 金属损失尺寸量化精度

	普通金属损失 (4A × 4A)		点蚀 (2A × 2A)		轴向沟槽		环向沟槽	
	无缝钢管	直 (螺旋) 焊缝钢管	无缝钢管	直 (螺旋) 焊缝钢管	无缝钢管	直 (螺旋) 焊缝钢管	无缝钢管	直 (螺旋) 焊缝钢管
POD=90% 时的 检测阈值	9%WT	5%WT	13%WT	8%WT	13%WT	8%WT	9%WT	5%WT
可信度 =90% 时的 深度精度	±10%WT	±10%WT	±10%WT	±10%WT	-15%/ +10%WT	-15%/ +10%WT	-10%/ +15%WT	-10%/ +15%WT
可信度 =90% 时的 宽度精度	±15mm	±15mm	±15mm	±15mm	±15mm	±15mm	±15mm	±15mm
可信度 =90% 时的 长度精度	±10mm	±10mm	±10mm	±10mm	±10mm	±10mm	±10mm	±10mm
注：WT 为钢管壁厚，A 的定义见附录 D。								

表4 漏磁检测特征定位精度

可信度 =90% 时的轴向定位精度	特征与参考环焊缝之间的距离误差小于 ±0.1m
	参考环焊缝与参考点之间的距离误差小于 ±1%
可信度 =90% 时的环向定位精度	± 5°

6.2.5 超声测厚检测的性能规格应满足：

- 内 / 外金属损失、夹层、部件和焊缝的 POI 大于 90%。
- 阀门、三通、弯头、壁厚变化等特征的 POI 大于 98%。
- 金属损失尺寸量化精度满足表5的要求，特征定位精度满足表6的要求。

表 5 金属损失尺寸量化精度

	可信度	直径 $\geq 10\text{mm}$ 的点蚀	直径 $\geq 20\text{mm}$ 的点蚀	普通金属 损失	轴向沟槽	环向沟槽	制造相关或由 氢致裂纹造成 的分层
POD=90% 时的 检测阈值		1.5mm	1mm	1mm	1mm	1mm	1mm
深度测量 精度	80%	可探测	$\pm 0.4\text{mm}$	$\pm 0.4\text{mm}$	$\pm 0.4\text{mm}$	$\pm 0.4\text{mm}$	$\pm 0.4\text{mm}$
	90%		$\pm 0.5\text{mm}$	$\pm 0.5\text{mm}$	$\pm 0.5\text{mm}$	$\pm 0.5\text{mm}$	$\pm 0.5\text{mm}$
宽度测量 精度	80%	$\pm 10\text{mm}$	$\pm 10\text{mm}$	$\pm 10\text{mm}$	$\pm 10\text{mm}$	$\pm 10\text{mm}$	$\pm 10\text{mm}$
	90%	$\pm 12\text{mm}$	$\pm 12\text{mm}$	$\pm 12\text{mm}$	$\pm 12\text{mm}$	$\pm 12\text{mm}$	$\pm 12\text{mm}$
长度测量 精度	80%	$\pm 5\text{mm}$	$\pm 5\text{mm}$	$\pm 5\text{mm}$ 或 $\pm 5\%$ 长度	$\pm 5\text{mm}$ 或 $\pm 5\%$ 长度	$\pm 5\text{mm}$	$\pm 5\text{mm}$ 或 $\pm 5\%$ 长度
	90%	$\pm 6\text{mm}$	$\pm 6\text{mm}$	$\pm 6\text{mm}$ 或 $\pm 6\%$ 长度	$\pm 6\text{mm}$ 或 $\pm 6\%$ 长度	$\pm 6\text{mm}$	$\pm 6\text{mm}$ 或 $\pm 6\%$ 长度

表 6 超声测厚检测特征定位精度

可信度 =90% 时的轴向定位精度	特征与参考环焊缝之间的距离误差小于 $\pm 0.1\text{m}$
	参考环焊缝与参考点之间的距离误差小于 $\pm 1\%$
可信度 =90% 时的环向定位精度	$\pm 5^\circ$

6.2.6 超声裂纹检测的性能规格应满足：

- a) 对于长度 25mm 以上、母材中深度 1mm 以上或焊缝中深度 2mm 以上的裂纹，POD 大于 90%。
b) 裂纹尺寸量化精度满足表 7 的要求，特征定位精度满足表 8 的要求。

表 7 裂纹尺寸量化精度

	可信度	测量精度
深度	90%	能进行深度分级： $< 12.5\% \text{WT}$ $(12.5\% \sim 25\%) \text{WT}$ $(25\% \sim 40\%) \text{WT}$ $> 40\% \text{WT}$
长度	90%	$\pm 10\% \text{WT}$ (特征长度 $> 100\text{mm}$) $\pm 10\text{mm}$ (特征长度 $\leq 100\text{mm}$)
宽度	90%	对于裂纹簇 $\pm 50\text{mm}$

表 8 超声裂纹检测特征定位精度

可信度 =90% 时的轴向定位精度	特征与参考环焊缝之间的距离误差小于 $\pm 0.1\text{m}$
	参考环焊缝与参考点之间的距离误差小于 $\pm 1\%$
可信度 =90% 时的环向定位精度	$\pm 5^\circ$

6.2.7 惯性测绘检测的性能规格应满足：

- a) 地面参考点之间的距离小于 1km 时的定位偏差不大于 $\pm 1\text{m}$ 。
- b) 单次检测应识别出曲率半径小于 $400D$ (D 为管道直径) 的弯曲变形特征, 重复检测应识别出曲率半径小于 $2500D$ 的弯曲变形变化特征。

6.3 管道检测条件评估

6.3.1 管道运营方和检测服务方宜共同搜集待检测管道的相关信息, 评估管道检测的适宜性, 并对影响管道检测的限制进行更新和改造。

6.3.2 管道运营方应向检测服务方提供管道调查表(调查表示例参见附录 E), 列出待检管道的物理特征和运行条件, 以便检测服务方评估管道条件是否满足检测器运行, 评估应至少包括以下内容:

- a) 收发球条件, 包括但不限于:
 - 1) 收发球筒的尺寸: 检测服务方应评估发球筒与收球筒尺寸的适用性。
 - 2) 操作空间: 内检测器收发球操作时, 应具有足够的操作空间。
- b) 三通, 包括但不限于:
 - 1) 是否存在无挡条或挡板三通。
 - 2) 两相邻三通中心间距。
- c) 弯头, 包括但不限于:
 - 1) 管道上存在的最小弯头曲率半径。
 - 2) 两相邻弯头之间的直管段长度。
 - 3) 斜接弯头及弯头斜接角度。
 - 4) 连续弯头。
- d) 阀门, 包括但不限于:
 - 1) 阀门类型及阀腔内径。
 - 2) 如果存在单向阀, 应确保其在清管器或检测器运行时能锁定在全开位置。
- e) 管道材质, 包括但不限于:
 - 1) 钢材等级、制管类型。
 - 2) 管道壁厚分布和范围。
- f) 运行条件, 包括但不限于:
 - 1) 介质类型: 介质类型影响检测技术的选择。
 - 2) 介质成分: 腐蚀性介质可能损坏检测器。
 - 3) 介质流速: 介质流速影响检测器运行速度、检测所需总时间和检测精度。当介质流速不满足条件时, 可考虑调整输量或启用检测器调速功能。
 - 4) 介质温度: 介质温度不应超出运行期间检测器所能承受的温度范围。
 - 5) 运行压力: 大多数检测器都有适用的压力范围, 运行压力过低或检测器前后压差过低会导致检测器驱动力不足, 运行压力过高超过耐压设计会导致内检测器失效。
- g) 其他限制, 包括但不限于:
 - 1) 管道内涂层。
 - 2) 管道清洁度。
 - 3) 管道内径变化。
 - 4) 植入管道的探头。
 - 5) 管道大落差与跨越管桥。
 - 6) 管道机械支撑与非设计跨越。
 - 7) 管道内水合物与自燃物质。

8.4.2.2 当有可能清出 FeS 或其他自燃物时，应在开盲板前对收球筒采取

8.4.2.3 将检测器从收球筒中取出后，应对其进行外观检查和清洁处理。

8.4.2.4 下载并备份检测数据。

8.4.2.5 检查数据的完整性，应包括：

- a) 各通道信号是否清晰、完整。
- b) 地面标识器数据是否完整。
- c) 评估数据完整性是否可接受。

8.4.3 检测运行报告

检测完成后应提交检测运行报告，宜包含如下内容：

- a) 管道名称。
- b) 运行日期。
- c) 检测器类型。
- d) 管道直径和运行距离。
- e) 对检测器采取的所有重要改动。
- f) 运行的平均速度与速度曲线。
- g) 运行成功或失败；如果失败，失败的原因分析和再次运行措施。

9 检测成果提交

9.1 一般要求

9.1.1 管道运营方和检测服务方应事先约定检测成果提交要求。如果检测器（如漏磁和超声检测器）或多种功能组合在一个检测器上（如漏磁和惯性测量单元）类型检测器获得的管道信息应对齐后组合在同一报告和同一异常（缺陷）参见附录 G。

9.1.2 检测服务方应提供电子版检测报告，应包含如下信息：

- a) 检测工程概述，包括管道缺陷状况。
- b) 检测器性能规格。
- c) 检测时间。
- d) 检测器运行数据。
- e) 管道特征列表。
- f) 异常列表。
- g) 统计数据和概要。
- h) ERF 及缺陷评价方法。
- i) 严重缺陷点开挖单。
- j) 地面参考点与管道上相对永久标志（如测试桩等）的对应关系。

9.1.3 报告中应给出如下检测器运行数据，对于每一种检测器应单独描述

- 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。

f) 若采用超声检测器，回波损失统计。

9.1.4 应提供异常特征列表文件，并应提供检测数据的硬盘拷贝和客户版管理软件。软件应具有的功能包括但不限于：

- a) 展示原始数据。
- b) 展示特征的绝对距离和相对距离。
- c) 展示特征的时钟方位。
- d) 可测量管道上任意两点的轴向距离和环向距离。
- e) 可生成螺旋焊缝（直焊缝）与环焊缝交点的时钟方位。
- f) 可生成开挖单。
- g) 能基于环焊缝编号或检测里程快速定位查询。

9.2 几何变形检测报告要求

应以数据和统计图形式给出几何变形分类统计结果，具体内容如下：

- a) 统计数据应包括：
 - 1) 全部几何变形点的数量；
 - 2) 全部凹陷的数量；
 - 3) $1\%OD \leq \text{深度} < 6\%OD$ 的凹陷数量；
 - 4) $6\%OD \leq \text{深度} < 9\%OD$ 的凹陷数量；
 - 5) $\text{深度} \geq 9\%OD$ 的凹陷数量；
 - 6) 全部椭圆度数量；
 - 7) $1\%OD \leq \text{变形量} < 5\%OD$ 的椭圆度数量；
 - 8) $5\%OD \leq \text{变形量} < 10\%OD$ 的椭圆度数量；
 - 9) $\geq 10\%OD$ 椭圆度数量；
 - 10) 全部鼓胀的数量；
 - 11) 全部褶皱的数量；
 - 12) 全部屈曲的数量。
- b) 统计图应包括：
 - 1) 所有变形点沿管道里程的分布图；
 - 2) 所有凹陷沿管道里程的时钟方位分布图。

9.3 金属损失检测报告要求

9.3.1 摘要和统计

对于金属损失检测报告，应以数据、直方图和分布图的形式给出管道上金属损失的分类统计结果。具体内容如下：

- a) 统计数据应包括：
 - 1) 全部金属损失点数量；
 - 2) 内部金属损失点数量；
 - 3) 外部金属损失点数量；
 - 4) 点蚀和针孔数量；
 - 5) 普通金属损失数量；
 - 6) 轴向沟槽、沟纹数量；
 - 7) 环向沟槽、沟纹数量；

- 8) $0 < \text{深度} < 10\%t$ 的金属损失数量；
 - 9) $10\%t \leq \text{深度} < 20\%t$ 的金属损失数量；
 - 10) $20\%t \leq \text{深度} < 30\%t$ 的金属损失数量；
 - 11) $30\%t \leq \text{深度} < 40\%t$ 的金属损失数量；
 - 12) $40\%t \leq \text{深度} < 50\%t$ 的金属损失数量；
 - 13) $50\%t \leq \text{深度} < 60\%t$ 的金属损失数量；
 - 14) $60\%t \leq \text{深度} < 70\%t$ 的金属损失数量；
 - 15) $70\%t \leq \text{深度} < 80\%t$ 的金属损失数量；
 - 16) $80\%t \leq \text{深度} < 90\%t$ 的金属损失数量；
 - 17) $\text{深度} \geq 90\%t$ 的金属损失数量；
 - 18) $0.6 \leq \text{ERF} < 0.8$ 的金属损失数量；
 - 19) $0.8 \leq \text{ERF} < 0.9$ 的金属损失数量；
 - 20) $0.9 \leq \text{ERF} < 1.0$ 的金属损失数量；
 - 21) $\text{ERF} \geq 1.0$ 的金属损失数量。
- b) 统计直方图，应至少提供管道全线的以下信息：
- 1) 一定距离内（如每 500m 或 200m）所有金属损失点的数量；
 - 2) $\text{深度} \geq 40\%t$ 金属损失数量；
 - 3) $\text{ERF} \geq 0.6$ 的金属损失数量；
 - 4) $\text{ERF} \geq 0.8$ 的金属损失数量；
 - 5) $\text{ERF} \geq 1.0$ 的金属损失数量。
- c) 分布图应包括：
- 1) 管道全线所有金属损失沿环向分布图；
 - 2) 管道全线所有内部金属损失环向分布图；
 - 3) 管道全线所有外部金属损失环向分布图；
 - 4) 检测器运行速度图；
 - 5) 温度分布图；
 - 6) 金属损失判定图。

9.3.2 最严重金属损失列表

对于最严重金属损失列表，宜包括 15 个最深的金属损失和 15 个 ERF 值最高的金属损失。具体内容应包括：

- a) 金属损失所在管节的长度，对于直焊缝管应给出直焊缝的环向位置，螺旋焊缝管应给出螺旋焊缝与上下游环焊缝的交点时钟位置。
- b) 金属损失所在管节上下游各两根管节的长度，对于直焊缝管应给出直焊缝的环向位置，螺旋焊缝管应给出螺旋焊缝与上下游环焊缝的交点时钟位置。
- c) 上游参考环焊缝分别距上游参考点和下游参考点的距离。
- d) 金属损失分别距上游环焊缝和下游环焊缝的距离。
- e) 金属损失的环向位置。
- f) 特征描述和尺寸。
- g) 内部 / 外部信息。

9.3.3 检测数据接受条件

应制定检测数据的可接受条件。具体内容应包括：

- a) 通道数据丢失：对原始数据进行初步评估时，某些通道数据的丢失可以接受。之前检测过且运行历史良好的管道，传感器通道数据丢失可接受总数不大于 2%；首次检测管道或高风险管道，可接受的通道数据丢失应小于 1%，且不应有 2 个以上相邻通道的数据同时丢失。
- b) 传感器噪声：传感器损坏或电路接触不良可能产生通道噪声，噪声信号会掩盖邻近的正常数据通道，噪声通道可接受条件应参照通道数据丢失可接受条件。
- c) 距离偏差：当管道运营方验证或维修异常需要定位时，检测距离偏差的影响很大，如果整条管道的报告里程与准确参考里程的偏差都超过 1%，宜重新检查管道长度并做出必要的修正。
- d) 特征遗漏或没有记录：管道的小特征如压力表配件、小口径放空口与排污口，以及其他的分接头和直径小于或等于 25mm 的配件，特别是这些特征处于两个传感器之间或跨过两个传感器时，遗漏这些特征可不必重新运行检测器。若丢失已知的法兰组、阀门或大内径三通等特征，则要质疑所有记录信息的真实性。
- e) 速度过低或过高：当检测器速度超过检测服务方给出的速度上限与下限时，会导致严重的数字丢失；气体管道或含有大量气体的原油管道的冲击会导致速度漂移，如果受速度漂移影响的距离超过检测管道总长度的 2%，应重新运行检测器，在重新运行检测前，应确保导致速度漂移的工艺参数得到处理与改进；如果接受已知速度漂移的数据，应限定超速对数据降级（采集与分级）的影响。

9.4 中心线测绘报告要求

- 9.4.1 中心线测绘报告应给出特征相对于发球点的三维直角坐标位置，格式为“北东高”。
- 9.4.2 如管道运营方和检测服务方未事先约定，报告至少应包括环焊缝的相对坐标。
- 9.4.3 如果中心线测绘与其他检测技术同时运行，宜给出其他检测技术报告特征的相对坐标。
- 9.4.4 中心线测绘报告应符合国家相关法规关于测绘的保密要求。

9.5 弯曲应变报告要求

- 9.5.1 弯曲应变报告应给出弯曲应变特征的幅值以及在水平、垂直两个方向分量的应变值，同时给出开始和结束的内检测里程及环焊缝编号。
- 9.5.2 如管道运营方和检测服务方未事先约定，水平应变正负定义为：曲率中心在沿输送介质运行方向的管道中心线右侧为正；垂直应变正负定义为：曲率中心在沿输送介质运行方向的管道中心线上方为正。
- 9.5.3 对于再次开展的弯曲应变检测，报告还应给出弯曲应变的变化情况。

9.6 提交时间要求

- 9.6.1 应约定提交初步报告和最终报告的时间点。
- 9.6.2 除非另有约定，检测服务方应在几何变形检测完成后 15 个工作日内提供初始报告，30 个工作日内提供最终报告。
- 9.6.3 除非另有约定，检测服务方应在漏磁检测、超声测厚检测、超声裂纹检测完成后 30 个工作日内提供初始报告，60 个工作日内提供最终报告。
- 9.6.4 应约定报告管道紧急情况的时间点要求。

10 检测结果验证

10.1 一般要求

- 10.1.1 最终检测报告提交后，应选择适当的缺陷进行开挖验证，并形成检测结果验证报告。验证报

告中应以表格的形式详细描述验证开挖点的检测报告结果和实测结果。

10.1.2 验证点数量根据管道条件和缺陷分布情况确定，宜选择相对集中、较严重或典型的缺陷，或运营方认为存在缺陷而未报告的管段。一般每个站间验证点数量不宜少于 2 个，每次单个连续检测段的验证点应不少于 5 个。

10.1.3 将验证点的现场测量结果与检测报告结果进行比对，确认实际检测精度是否达到双方约定精度指标。若检测结果验证合格，管道运营方现场代表签署检测结果验证报告；若不合格，应及时分析原因，增加开挖验证数量或重新分析内检测数据；若仍不合格，应重新运行内检测器。

10.2 缺陷测量方法

开挖后，应清除防腐层直至露出金属本体，并采用合适的检测方法对缺陷进行测量验证。缺陷检测方法及其适用范围见表 9。缺陷的验证方法和过程参见附录 H。

表 9 缺陷测量方法及适用范围

测量方法	适用范围
深度尺	外腐蚀深度、凹陷深度
焊缝尺	焊缝宽度、余高、错边量、咬边深度等
渗透检测	表面开口缺陷
磁粉检测	表面与近表面缺陷
涡流检测	表面与近表面缺陷
交变磁场检测 (ACFM)	裂纹形貌与深度
超声检测	壁厚测量、内腐蚀、裂纹与类裂纹等
射线检测	焊缝裂纹、未熔合、未焊透、气孔、夹杂等

10.3 验证报告

验证报告应包括：

- a) 验证点的全面描述。
- b) 验证点现场测量结果。
- c) 缺陷照片。
- d) 检测报告与现场测量结果之间的误差，包括：
 - 1) 定位误差；
 - 2) 深度误差；
 - 3) 长度误差；
 - 4) 宽度误差。
- e) 如有必要，可对检测结果的可信度进行进一步的计算、验证。

11 检测器性能规格验证

11.1 一般要求

11.1.1 应基于历史数据、牵拉试验或开挖验证，通过统计分析方法建立和验证性能规格中具有统计意义的检测阈值、POD、POI 及量化精度等性能规格指标，并考虑内检测器公差、开挖验证测量方法

误差、置信度等因素。

11.1.2 性能规格的建立和验证应在单点验证测量的基础上,通过统计分析得到。

11.2 基于历史数据

11.2.1 内检测器历史运行的验证测量数据可用于建立和验证性能规格。

11.2.2 基于历史数据建立和验证内检测器的性能规格时,应考虑的影响因素包括但不限于:

- a) 输送介质。
- b) 运行速度。
- c) 运行压力和温度。
- d) 管道壁厚。
- e) 焊缝类型。
- f) 传感器等重要部件。
- g) 数据分析模型。

11.3 基于牵拉试验

11.3.1 来自真实或人工缺陷的全尺寸牵拉试验数据可用于建立和验证性能规格。

11.3.2 来自小尺寸试验的结果可用于表示系统部件的性能,不应单独用于建立和验证内检测器的性能规格。

11.3.3 在设计牵拉试验时,应根据试验目的考虑各种因素对测量结果的影响,包括但不限于:

- a) 特征类型。
- b) 特征尺寸。
- c) 特征位置。
- d) 与其他特征的相互影响。
- e) 管道壁厚。
- f) 牵拉速度。

11.3.4 在设计牵拉试验时,宜采用全因子试验设计。全因子试验难以开展时,可采用正交试验设计或者部分因子试验设计。

11.4 基于开挖验证

11.4.1 内检测器运行后的开挖验证测量数据可用于建立和验证性能规格。

11.4.2 开挖验证测量宜按 11.5 的要求进行,并与内检测结果进行比较。

11.5 单点验证测量

11.5.1 单点验证测量时,应对异常的类型进行识别,并对异常的尺寸、位置进行测量并记录。

11.5.2 将单个异常点的开挖验证测量结果与内检测结果进行比较时,应考虑内检测器公差与开挖验证测量方法误差之间的误差传递,同时考虑内检测器性能规格中规定的置信度下的误差分布。如果不符合预计总公差,则单点测量就不符合内检测器性能置信度期望。单点验证测量结果的比较示例参见附录 I。

11.6 基于统计学的性能规格检验

使用多个异常点的开挖验证测量结果对内检测器的性能规格进行检验时,应采用统计分析方法。当在一定置信度下不能通过检验时,则不符合内检测器性能置信度期望。一定置信度下的内检测器性

能指标的上下限可通过置信区间估计的方法进行估计。基于统计学的性能规格检验示例参见附录 I。

12 项目竣工资料

竣工资料应至少包括以下内容：

- a) 管道调查表。
- b) 检测方案。
- c) 检测报告与特征列表。
- d) 检测数据及客户版数据管理软件。
- e) 检测结果开挖验证报告。

13 检测数据管理

13.1 检测数据

13.1.1 应合理保存与维护检测数据，便于后续使用。宜将检测数据保存在管道运营方的管道完整性管理信息系统或地理信息系统中。

13.1.2 宜将检测数据与现存的所有建设期及运行期数据相关联并进行综合分析，充分挖掘数据应用价值。

13.2 检测信息

无论检测是否成功，应收集并保存有助于再次开展检测的信息。这些信息包括但不限于：

- a) 运行前的调查表。
- b) 管道运行参数。
- c) 管道改造情况。
- d) 维修历史。
- e) 清出的污物量及其产生的原因分析。
- f) 检测器类型。
- g) 地面参考点位置。
- h) 检测过程。
- i) 检测成果。
- j) 开挖验证情况。

13.3 检测数据对比及腐蚀增长速率的使用

13.3.1 当开展多次内检测时，宜进行多次内检测数据比对，通过数据对比分析识别出腐蚀、裂纹、凹陷等可能随时间发展的缺陷。

13.3.2 宜结合多源数据分析和开挖测量结果，完善腐蚀增长速率模型，更准确地制定维修维护计划和再检测计划。

13.3.3 内检测数据对比分析和腐蚀数据综合分析见 SY/T 0087.5。

14 新建管道适应性要求

管道系统的设计应确保内检测器的可通过性，考虑的因素包括但不限于：

- a) 安装永久收发球筒或预留连接临时收发球筒的接口，收发球筒前应留有足够的作业空间和安全距离。
- b) 上下游收发球筒间距宜控制在 150km 以内，最长不应超过 200km。对投产后可能存在杂质较多、管道结蜡或者管道内表面对清管器磨损严重的管道，应适当缩短间距。
- c) 收发球筒应满足使用内检测器的长度的要求。平衡管、阀门、三通等附件的设置满足清管和内检测的要求。
- d) 最小允许弯管曲率半径。
- e) 最大允许的内径变化。
- f) 支管连接设计及线管材料兼容性。
- g) 内涂层与内检测的相互影响。
- h) 过球指示器。
- i) 旁通与盲板的间距。
- j) 在确定球筒方位时应考虑进入路线和相邻设施的安全。

15 检测风险控制与应急处置

15.1 一般规定

15.1.1 内检测作业前应开展作业过程风险识别，识别可能存在的风险并提出有效的风险控制措施，编制相关应急程序和预案，并纳入内检测技术方案。

15.1.2 内检测项目实施过程中可能存在的风险包括但不限于：

- a) 检测器在管道中受到冲击或部件结构失效等因素发生解体；
- b) 检测器因驱动皮碗过量磨损失去驱动力停留在管道中；
- c) 检测器在管道存在大变形、支管（三通）、阀门等位置卡停；
- d) 检测器运行过程中由于工艺流程切换失去驱动，发生运行异常；
- e) 因管道清洁度不够，发生蜡堵或者被其他污物卡停；
- f) 跟踪器失效，未能正常跟踪到检测器运行状态；
- g) 发射机失效；
- h) 收、发球等作业过程中出现误操作。

15.2 预防性措施

15.2.1 应提前对内检测项目相关工作人员进行安全风险及防范措施培训。

15.2.2 检测期间，应配备至少 1 套泡沫清管器和 1 套带测径板、接收机、发射机的机械清管器。

15.2.3 确保内检测器地面跟踪器到位，在每次检测器或清管器发送前应更换发射机和接收机电池，并将发射机和接收机调整至最佳的工作状态。

15.2.4 确保维抢修人员和物资到位。

15.2.5 内检测过程中的阀门开关及收发球流程切换等操作应严格按照相应输油气站场输油气岗作业指导书的规定执行。

15.2.6 针对内检测器在管道中解体的风险，应提前对检测器各部件进行检查，并对输气管道气流量变化较大或者管道存在较大落差处进行识别、分析并采取相应措施，在检测器运行过程中，提前安排人员在该位置值守监听。

15.2.7 针对内检测器皮碗失去驱动的风险，应提前对皮碗的磨损或可能造成失去驱动的位置处进行识别、分析并采取相应措施。

15.2.8 针对内检测器卡停的风险，应提前对管道可能存在大变形、支管等位置进行识别、分析并采取相应措施，对沿线阀门进行排查，确保内检测器运行时阀门保持在全开位置。

15.2.9 针对内检测过程中工艺流程切换可能导致内检测器运行异常的风险，内检测实施过程中应尽量保持工艺平稳，如必须进行切换，则应选择检测器在较平缓的区域时进行操作。

15.2.10 管道上下游相关方应制订管道运行中断的应急措施。

15.3 应急处置

15.3.1 检测器地面跟踪信号丢失且管道运行压力升高并影响输量，可初步判断检测器发生卡停。应及时上报并启动相关应急程序和预案，同时可按如下措施进行处理：

- a) 对地面标识器信号进行分析，初步给出卡停位置，同时根据检测器（清管器）跟踪信号丢失时的运行时间来计算位置。
- b) 根据相关资料和现场地形分析管道情况，如疑似卡停位置是否存在弯头、管道爬坡段，信号丢失或压力出现异常时是否进行了工艺切换。
- c) 根据识别的管道情况，使用跟踪器进行地面信号查找。
- d) 通过信号查找确认卡停位置后，进行开挖确认。
- e) 动火切除并更换相应管段，取出检测器。

15.3.2 检测器地面跟踪信号丢失，运行压力无异常或者运行压力升高但不影响输量，可按以下处理：

- a) 在跟踪信号丢失点下游 3km ~ 10km 范围内加密设置跟踪标识器，若重新发现信号，则恢复正常检测。
- b) 若仍未发现检测器信号，可初步判断为检测器出现卡停，应及时上报并启动相关应急程序和预案。
- c) 按照 15.3.1 中 a) 至 c) 对检测器进行地面查找，确认检测器卡停位置。
- d) 可适当提高运行压力增大检测器驱动力，提压上限宜为近 5 年内该管道的最高运行压力，提压过程中安排人员加密巡线。
- e) 若提压后检测器开始移动，则正常进行检测器跟踪；若检测器仍未移动，则应使用泄流量大于检测器泄流量的泡沫清管器作为救援清管器进行推球。
- f) 在发救援清管器前，收球站应做好同时接收两个清管器的准备，应严密监控推球过程中两球撞击时造成的撞击力和压力波。
- g) 若救援清管器将检测器推动，则继续进行跟踪，应同时跟踪检测器信号和救援清管器信号。
- h) 若救援清管器未推动检测器，则应动火切除并更换相应管段，取出检测器。

15.3.3 检测器（清管器）发不出去时，应检查流程及压差，存在问题时及时修正。

15.3.4 快开盲板漏气时，应检查快开盲板是否变形、密封胶圈是否损坏、密封处是否有杂质，及时采取相应措施修正，更换密封圈、清理胶圈处杂质，甚至更换快开盲板。

16 检测服务方要求

16.1 一般要求

16.1.1 内检测服务方应具有一定的资质和相关管道内检测行业经验。在内检测项目前，应提供检测历史经验、相关设备、数据分析能力、内部管理制度等能够保证项目质量的证明。

16.1.2 内检测服务方应建立质量控制体系，以保证内检测项目质量。

16.1.3 内检测服务方宜建立分级认证体系，对内检测操作和数据分析人员进行培训和认证，保证人员具备相应的知识和技能。

16.2 操作人员能力要求

内检测操作人员应至少具备进行下列工作的能力：

- a) 内检测器准备及状态验证。
- b) 内检测器发送、运行和接收。
- c) 现场内检测器运行数据确认。
- d) 现场报告。

16.3 数据分析人员能力要求

内检测数据分析人员应至少具备进行下列工作的能力：

- a) 现场内检测数据确认。
- b) 整合并确认数据。
- c) 数据准备及处理。
- d) 特征探测及定位。
- e) 特征分类及评估。
- f) 特征尺寸判定。
- g) 异常交互作用准则的应用。
- h) 组织并报告内检测结果。

附录 A
(资料性附录)
检测器类型与检测用途

表 A.1 给出了内检测器类型与检测用途。

表 A.1 内检测器类型与检测用途

异常	缺欠 / 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) ^a	超声裂纹 (CD) ^a	电磁超声 (EMAT)	环向漏磁 (TFI)	
金属损失	外腐蚀	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	检不出
	内腐蚀	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	有限检出 ^d
	划痕	可检出 ^b 可判定尺寸 ^b	可检出 ^c 可判定尺寸 ^c	检不出	检不出	可检出 ^b 可判定尺寸 ^b	检不出
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	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 ^e 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 ^e 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	可检出 ^e 可判定尺寸	检不出
	环向裂纹	有限检出 ^e 可判定尺寸	检不出	可检出 ^f 可判定尺寸 ^f	检不出	检不出	检不出
	氢致裂纹 (HIC)	检不出	可检出 可判定尺寸	检不出	检不出	检不出	检不出
焊缝异常	直焊缝未熔合	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸	可检出 可判定尺寸	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	检不出
	环焊缝未熔合	可检出 可判定尺寸	检不出	可检出 ^f 可判定尺寸 ^f	检不出	检不出	检不出
	环焊缝异常 (气孔等)	可检出	检不出	可检出 ^f 可判定尺寸 ^f	检不出	检不出	检不出

表 A.1 (续)

异常	缺欠 / 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) ^a	超声裂纹 (CD) ^a	电磁超声 (EMAT)	环向漏磁 (TFI)	
变形	尖锐凹陷	可检出 ^g	可检出 ^g	检不出	检不出	可检出 ^g	可检出 可判定尺寸
	平滑凹陷	可检出 ^g	可检出 ^g	检不出	检不出	可检出 ^g	可检出 可判定尺寸
	鼓胀	可检出 ^g	可检出 ^g	检不出	检不出	有限检出 ^g	可检出 可判定尺寸
	皱纹、波纹	可检出 ^g	可检出 ^g	检不出	检不出	有限检出 ^g	可检出 可判定尺寸
	椭圆度	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	可检出 可判定尺寸
各种部件	管式阀和配件	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出	可检出
	套管 (同心)	可检出	检不出	检不出	检不出	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	检不出
	弯头	有限检出	有限检出	有限检出	检不出	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
	临近金属物	可检出	检不出	检不出	检不出	可检出	检不出
	铝热焊接	检不出	可检出 可判定尺寸	检不出	检不出	检不出	检不出
	管道坐标	检不出 ⁱ	检不出 ⁱ	检不出 ⁱ	检不出 ⁱ	检不出 ⁱ	检不出 ⁱ
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 ^j	检不出	检不出	检不出	可检出 ^j	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	有限检出	检不出	检不出	有限检出	检不出

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/665212100042011212>