

中华人民共和国国家标准

GB 32167—2015

油气输送管道完整性管理规范

Oil and gas pipeline integrity management specification

2015-10-13 发布

2016-03-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 发布
中国国家标准化管理委员会

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	3
5 数据采集与整合	4
5.1 数据采集	4
5.2 数据移交	5
5.3 数据存储与更新	5
6 高后果区识别	6
6.1 识别准则	6
6.2 高后果区识别工作的基本要求	7
6.3 高后果区的管理	7
6.4 高后果区识别报告	7
7 风险评价	8
7.1 评价目标	8
7.2 评价方法	8
7.3 评价流程	8
7.4 风险可接受性	12
7.5 风险再评价	12
7.6 报告	12
8 完整性评价	12
8.1 评价方法及评价周期	12
8.2 内检测	13
8.3 压力试验	15
8.4 直接评价方法	17
8.5 其他评价方法	18
8.6 适用性评价	18
8.7 管道继续使用评估	19
9 风险消减与维修维护	20
9.1 日常管理与巡护	20
9.2 缺陷修复	20
9.3 第三方损坏风险控制	20

9.4	自然与地质灾害风险控制	20
9.5	腐蚀风险控制	20
9.6	应急支持	21
9.7	降压运行	22
10	效能评价	22
11	失效管理	22
12	记录与文档管理、沟通和变更管理	22
12.1	记录与文档管理	22
12.2	沟通	22
12.3	变更管理	23
13	培训和能力要求	23
附录 A (资料性附录)	完整性管理数据采集清单	24
附录 B (资料性附录)	提交数据表结构	26
附录 C (资料性附录)	潜在影响区示意图	34
附录 D (资料性附录)	管道完整性管理相关报告的内容	35
附录 E (资料性附录)	管道风险矩阵	37
附录 F (资料性附录)	管道建设期风险评价内容	39
附录 G (资料性附录)	管道泄漏频率统计和推荐可接受标准	40
附录 H (资料性附录)	内检测类型和检测用途	41
附录 I (资料性附录)	内检测典型性能规格	43
附录 J (资料性附录)	缺陷类型与评价标准适用性对照表	48
附录 K (资料性附录)	不同类型缺陷修复方法	49
附录 L (资料性附录)	管道失效事件信息统计表	51
附录 M (资料性附录)	管道完整性管理培训大纲	53
参考文献		56

前 言

本标准的 4.4、4.5、4.6、8.1.1、8.1.2、8.1.5 为强制性的,其余为推荐性的。

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准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、中国石油天然气股份有限公司天然气与管道分公司、中国石油天然气股份有限公司北京天然气管道有限公司、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中海石油气电集团有限责任公司、北京航空航天大学、中国安全生产科学研究院。

本标准主要起草人:冯庆善、吴志平、项小强、常景龙、王婷、董绍华、周利剑、贾韶辉、宗照峰、陈朋超、燕冰川、张华兵、王良军、王富祥、张海亮、李保吉、于智博、李振宇、张峥、张圣柱、吴欣航、王学力、冯文兴、戴联双、李睿、贾光明、刘成海、任重、沙胜义、赵晓明、赵连玉、郑洪龙、程万洲、刘亮、费凡、王为。

油气输送管道完整性管理规范

1 范围

本标准规定了油气输送管道完整性管理的内容、方法和要求,包括数据采集与整合、高后果区识别、风险评价、完整性评价、风险消减与维修维护、效能评价等内容。

本标准适用于遵循 GB 50251 或 GB 50253 设计,用于输送油气介质的陆上钢质管道的完整性管理。本标准不适用于站内工艺管道的完整性管理。

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/T 16805 液体石油管道压力试验
- GB/T 21447 钢制管道外腐蚀控制规范
- GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
- GB/T 23258 钢质管道内腐蚀控制规范
- GB/T 27512 埋地钢质管道风险评估方法
- GB/T 27699 钢质管道内检测技术规范
- GB/T 29639 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则
- GB 50251 输气管道工程设计规范
- GB 50253 输油管道工程设计规范
- SY/T 0087.1 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价
- SY/T 0087.2 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道内腐蚀直接评价
- SY/T 6713 管道公众警示程序
- SY/T 6825 管道内检测系统的鉴定
- SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范
- SY/T 6889 管道内检测
- SY/T 6891.1 油气管道风险评价方法 第1部分:半定量评价法

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 **pipeline integrity**

管道处于安全可靠的服役状态,主要包括:管道在结构和功能上是完整的;管道处于风险受控状态;管道的安全状态可满足当前运行要求。

3.2

管道完整性管理 **pipeline integrity management; PIM**

对管道面临的风险因素不断进行识别和评价,持续消除识别到的不利影响因素,采取各种风险消减

措施,将风险控制在合理、可接受的范围内,最终实现安全、可靠、经济地运行管道的目的。

3.3

完整性管理方案 integrity management program

对管道完整性管理活动作出针对性计划和安排的文件,系统地指导数据采集与整合、高后果区识别、风险评价、完整性评价、风险消减与维修维护、效能评价等完整性管理工作。

3.4

线性参考 linear referencing

沿长输管道等线性系统的相对位置(如里程)存储数据的一种方法

3.5

数据对齐 data aligning

通过阀门、短节、环焊缝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进行位置校准。

3.6

基线检测 baseline inspection

管道实施的第一次完整性检测,包括中心线、变形检测和漏磁内检测以及其他检测活动。

3.7

基线评价 baseline assessment

在基线检测的基础上开展的首次管道完整性状况评价。

3.8

高后果区 high consequence areas; HCAs

管道泄漏后可能对公众和环境造成较大不良影响的区域。

3.9

地区等级 location class

按管道沿线居民户数和(或)建筑物的密集程度等划分的等级,分为四个地区等级。

注:地区等级划分标准见 GB 50251。

3.10

潜在影响区域 potential impact zone

管道泄漏可能使其周边公众安全和/或财产遭到严重影响的区域。

3.11

完整性评价 integrity assessment

采取适用的检测或测试技术,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。常用的完整性评价方法有: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。

3.12

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。

3.13

规定的最小屈服强度 specified minimum yield strength; SMYS

针对某种管材,在技术条件中所规定的屈服强度的最小值。

3.14

直接评价 direct assessment; DA

一种采用结构化过程的完整性评价方法,即通过整合管道物理特性、系统的运行记录或检测、检查

和评价结果的管段等信息,给出预测性的管道完整性评价结论。

3.15

失效 failure

管道或相关设施等失去原有设计所规定的功能或造成一定损失的物理变化,包括泄漏、损坏或性能下降。

3.16

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。

3.17

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。

3.18

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。

3.19

适用性评价 fitness for purpose; FFP

对含缺陷或损伤的在役构件结构完整性的定量评价过程。

3.20

第三方损坏 third-party damage

管道企业及其有合同关系的承包商之外的个人或组织无意或蓄意损坏管道系统的行为。

3.21

效能评价 performance measurement

对某种事物或系统执行某一项任务结果或者进程的质量好坏、作用大小、自身状态等效率指标的量化计算或结论性评价。

3.22

最大操作压力 maximum operating pressure; MOP

在正常运行条件下,管道系统实际达到的最高压力。

3.23

最大允许操作压力 maximum allowable operating pressure; MAOP

油气管道处于水力稳态工况时允许达到的最高压力,等于或小于设计压力。

3.24

安全运行压力 safe operating pressure

通过完整性评价得出的管道允许操作压力。

3.25

高后果区识别率 HCA identification rate

完成高后果区识别或更新的管道里程占在役油气管道里程的比例。

3.26

风险控制率 risk control rate

已采取控制措施将风险降低到可接受范围以内的管道风险点数占识别的风险点总数的比例。

4 一般要求

4.1 完整性管理应贯穿管道全生命周期,包括设计、采购、施工、投产、运行和废弃等各阶段,并应符合国家法律法规的规定。检验检测机构资质要求应满足特种设备相关法律法规规定。

- 4.2 新建管道的设计、施工和投产应满足完整性管理的要求。
- 4.3 数据采集与整合工作应从设计期开始,并在完整性管理全过程中持续进行。
- 4.4 在建设期开展高后果区识别,优化路由选择。无法避免高后果区时应采取安全防护措施。
- 4.5 管道运营期周期性地开展高后果区识别,识别时间间隔最长不超过 18 个月。当管道及周边环境发生变化,及时进行高后果区更新。
- 4.6 对高后果区管道进行风险评价。
- 4.7 积极采用新技术。
- 4.8 管道企业应明确管道完整性管理的负责部门及职责要求,并对完整性管理从业人员进行培训。
- 4.9 完整性管理是持续循环的过程,包括数据采集与整合、高后果区识别、风险评价、完整性评价、风险消减与维修维护、效能评价等六个环节,见图 1。

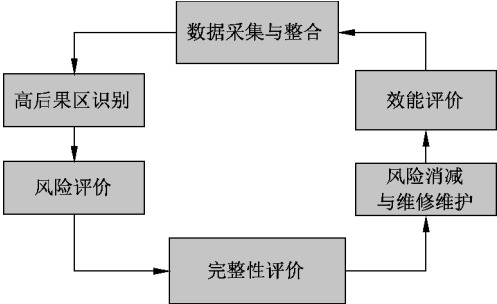


图 1 完整性管理工作流程

5 数据采集与整合

5.1 数据采集

5.1.1 数据采集流程

- 5.1.1.1 应明确管道全生命周期不同阶段需采集数据的种类和属性,并按照源头采集的原则进行采集。
- 5.1.1.2 数据来源包括设计、采购、施工、投产、运行、废弃等过程中产生的数据,还包括管道测绘记录、环境数据、社会资源数据、失效分析、应急预案等。

5.1.2 数据采集内容

- 5.1.2.1 管道建设期数据采集内容应包含管道属性数据、管道环境数据、施工过程中的重要过程及事件记录、设计文件、施工记录及评价报告等。
- 5.1.2.2 运行期数据采集内容应包含管道属性数据、管道环境数据和管道检测维护管理数据。
- 5.1.2.3 管道完整性管理数据采集清单参见附录 A。

5.1.3 数据采集方法

5.1.3.1 中心线测量

- 5.1.3.1.1 新建管道中心线测量应在管道施工阶段进行,并在回填之前完成。测量的管道中心线数据应包括地理坐标、高程、埋深。测量数据应与桩、环焊缝、拐角点等信息对应。与公路、铁路、管道、河流、建筑物等交叉点的坐标数据应标注。
- 5.1.3.1.2 在管道运行阶段,应根据管理要求和规定维护和更新测绘数据。宜通过卫星定位系统和埋

地管道探测确定管道坐标,也可采用管道内检测技术结合惯性测绘获得管道中心线坐标。对采用管线探测仪或探地雷达不能确定位置的管段,应采用开挖确认、走访调查、资料分析或其他有效方法确定其中心线位置。

5.1.3.1.3 管道改线时,应测量新的中心线,并及时进行数据更新。

5.1.3.1.4 管道中心线测量坐标精度应达到亚米级精度。

5.1.3.2 管道设施数据、基础地理等环境数据采集

5.1.3.2.1 管道设施数据宜在管道建设期从设计资料、施工记录和评估报告中采集,并在管道测绘同时采集基础地理数据及管道周边人口、行政等数据。

5.1.3.2.2 宜通过现场调查或影像数字化来开展管道沿线属性数据采集工作。

5.1.3.2.3 数据采集宜包括建设和运行阶段产生的施工记录和专项检测评价报告等。这些记录应至少包括:施工记录、质量检验记录、运行记录、维修和检测记录等。

5.1.4 数据对齐

5.1.4.1 管道附属设施数据和周边环境数据应基于环焊缝信息或其他拥有唯一地理空间坐标的实体信息进行对齐,对齐的基准应以精度较高的数据为准。

5.1.4.2 施工阶段和运行阶段的管道中心线对齐宜遵循如下要求:

- a) 管道中心线对齐应以测绘数据或内检测提供的环焊缝信息为基准。若进行了内检测,中心线对齐以内检测环焊缝编号为基准。若没有进行过内检测,中心线对齐应基于测绘数据。测绘数据精度不能满足要求时,宜根据外检测和补充测绘结果更新中心线坐标。
- b) 当测绘数据与内检测数据均出现偏差时,应进行开挖测量校准。

5.2 数据移交

5.2.1 在试运行之前,管道建设单位应将管道设计资料、中心线数据、施工记录、评估报告、相关协议等管道数据提交给运营单位。

5.2.2 数据形式应为电子数据和纸质数据。管道工程资料数据可按工程竣工资料要求的格式和内容提交。管道中心线等电子数据宜采用标准格式,数据表结构参见附录 B。

5.2.3 移交方应确保移交数据的准确性、完整性,要求如下:

- a) 建设期的数据应按 5.1.4 的要求进行对齐整合,并建立数据之间的线性关联关系;
- b) 建设期管道中心线及沿线地物坐标精度应达到亚米级精度。在人口密集区应适当提高数据精度。

5.3 数据存储与更新

5.3.1 宜采用线性参考系统对管道属性等数据进行组织和维护,对无法纳入线性系统的数据基于坐标进行保存。

5.3.2 应采用结构化的实体数据模型,实现全生命周期数据的管理和有效维护。

5.3.3 结构化数据的存储宜通过搭建基于数据模型的数据库进行存储。

5.3.4 文档、图片、视频等非结构化数据的存储应建立文件清单。非结构数据应保证提交数据与文件清单相一致。

5.3.5 应采取管理措施确保数据精度和时效性。

5.3.6 应具备数据内容更新方式和数据校验方法,宜使用更新过的或校验过的数据。

5.3.7 数据更新应符合下述要求:

- a) 存储的数据宜进行例行性检查确保其一致性和完整性;

- b) 设施信息更新,例如防腐层或管段更换都应被采集并存储;
- c) 更新应标识版本详细信息,并能通过历史数据和当前数据的比较反映管道及周边环境的变化;
- d) 管道数据的更新应按照数据变更管理流程进行,并做好相应记录;
- e) 宜保留历史数据。

6 高后果区识别

6.1 识别准则

6.1.1 输油管道高后果区

6.1.1.1 管道经过区域符合表 1 识别项中任何一条的为高后果区。

表 1 输油管道高后果区管段识别分级表

管道类型	识别项	分级
输油管道	a) 管道中心线两侧各 200 m 范围内,任意划分成长度为 2 km 并能包括最大聚居户数的若干地段,四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	Ⅲ级
	b) 管道中心线两侧 200 m 范围内,任意划分 2 km 长度并能包括最大聚居户数的若干地段,户数在 100 户或以上的区段,包括市郊居住区、商业区、工业区、发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区	Ⅱ级
	c) 管道两侧各 200 m 内有聚居户数在 50 户或以上的村庄、乡镇等	Ⅱ级
	d) 管道两侧各 50 m 内有高速公路、国道、省道、铁路及易燃易爆场所等	I 级
	e) 管道两侧各 200 m 内有湿地、森林、河口等国家自然保护区	Ⅱ级
	f) 管道两侧各 200 m 内有水源、河流、大中型水库	Ⅲ级

6.1.1.2 识别高后果区时,高后果区边界设定为距离最近一幢建筑物外边缘 200 m。

6.1.1.3 高后果区分为三级,I 级代表最小的严重程度,Ⅲ级代表最大的严重程度。

6.1.2 输气管道高后果区

6.1.2.1 管道经过区域符合表 2 识别项中任何一条的为高后果区。

表 2 输气管道高后果区管段识别分级表

管道类型	识别项	分级
输气管道	a) 管道经过的四级地区,地区等级按照 GB 50251 中相关规定执行	Ⅲ级
	b) 管道经过的三级地区	Ⅱ级
	c) 如管径大于 762 mm,并且最大允许操作压力大于 6.9 MPa,其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域,潜在影响半径按照式(1)计算	Ⅱ级
	d) 如管径小于 273 mm,并且最大允许操作压力小于 1.6 MPa,其天然气管道潜在影响区域内有特定场所的区域,潜在影响半径按照式(1)计算	I 级
	e) 其他管道两侧各 200 m 内有特定场所的区域	I 级
	f) 除三级、四级地区外,管道两侧各 200 m 内有加油站、油库等易燃易爆场所	Ⅱ级

6.1.2.2 识别高后果区时,高后果区边界设定为距离最近一幢建筑物外边缘 200 m。

6.1.2.3 高后果区分为三级,Ⅰ级表示最小的严重程度,Ⅲ级表示最大的严重程度。

6.1.3 特定场所

6.1.3.1 除三级、四级地区外,由于天然气管道泄漏可能造成人员伤亡的潜在影响区域。包括以下地区:

- a) 特定场所Ⅰ:医院、学校、托儿所、幼儿园、养老院、监狱、商场等人群疏散困难的建筑区域;
- b) 特定场所Ⅱ:在一年之内至少有 50 d(时间计算不需连贯)聚集 30 人或更多人的区域。例如集贸市场、寺庙、运动场、广场、娱乐休闲地、剧院、露营地等。

6.1.3.2 输气管道的潜在影响区域是依据潜在影响半径计算的可能影响区域。输气管道潜在影响半径,参见附录 C,可按式(1)计算:

$$r = 0.099 \sqrt{d^2 p} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

d ——管道外径,单位为毫米(mm);

p ——管段最大允许操作压力(MAOP),单位为兆帕(MPa);

r ——受影响区域的半径,单位为米(m)。

注:系数 0.099 仅适用于天然气管道。

6.2 高后果区识别工作的基本要求

6.2.1 高后果区识别工作应由熟悉管道沿线情况的人员进行,识别人员应参加有关培训。

6.2.2 识别统计结果应按照统一的格式填写。

6.2.3 当识别出高后果区的区段相互重叠或相隔不超过 50 m 时,作为一个高后果区段管理。

6.2.4 当输油管道附近地形起伏较大时,可依据地形地貌条件、地下管涵等判断泄漏油品可能的流动方向,对表 1 中 c)、d)、e)、f)中的距离进行调整。

6.2.5 当输气管道长期低于最大允许操作压力运行时,潜在影响半径宜按照最大操作压力计算。

6.3 高后果区的管理

6.3.1 建设期识别出的高后果区应作为重点关注区域。试压及投产阶段应对处于高后果区管段重点检查,制定针对性预案,做好沿线宣传并采取安全保护措施。

6.3.2 运营阶段应将高后果区管道作为重点管理段。

6.3.3 应定期审核管道完整性管理方案以确保高后果区管段完整性管理的有效性。必要时应修改完整性管理方案以反映完整性评价等工作中发现的新的运行要求和经验。

6.3.4 地区发展规划足以改变该地区现有等级时,管道设计应根据地区发展规划划分地区等级。对处于因人口密度增加或地区发展导致地区等级变化的输气管段,应评价该管段并采取相应措施,满足变化后的更高等级区域管理要求。当评价表明该变化区域内的管道能够满足地区等级的变化时,最大操作压力不需要变化;当评价表明该变化区域内的管道不能满足地区等级的变化时,应立即换管或调整该管段最大操作压力。

6.4 高后果区识别报告

6.4.1 管道高后果区识别可采用地理信息系统识别或现场调查。在高后果区识别报告中应明确所采用的方法。

6.4.2 高后果区识别报告的内容参见附录 D。

7 风险评价

7.1 评价目标

7.1.1 管道风险评价主要目标如下：

- a) 识别影响管道完整性的危害因素,分析管道失效的可能性及后果,判定风险水平;
- b) 对管段进行排序,确定完整性评价和实施风险消减措施的优先顺序;
- c) 综合比较完整性评价、风险消减措施的风险降低效果和所需投入;
- d) 在完整性评价和风险消减措施完成后再评价,反映管道最新风险状况,确定措施有效性。

7.1.2 风险评价工作应达到如下要求：

- a) 管道投产后 1 年内应进行风险评价;
- b) 高后果区管道进行周期性风险评价,其他管段可依据具体情况确定是否开展评估;
- c) 应根据管道风险评价的目标来选择合适的评价方法;
- d) 应在设计阶段和施工阶段进行危害识别和风险评价,根据风险评价结果进行设计、施工和投产优化,规避风险;
- e) 设计与施工阶段的风险评价宜参考或模拟运行条件进行。

7.2 评价方法

7.2.1 可采用一种或多种管道风险评价方法来实现评价目标。风险评价方法包括但不限于专家评价法、安全检查表法、风险矩阵法、指标体系法、场景模型评价法、概率评价法等。常用的风险评价方法有风险矩阵法和指标体系法。风险矩阵法参见附录 E。指标体系法见 SY/T 6891.1 或 GB/T 27512。

7.2.2 应基于评价目标,结合现有数据的完整程度以及经济投入等因素,选择适用的评价方法。

7.3 评价流程

7.3.1 评价步骤

风险评价流程应包含以下步骤,详细流程图见图 2:

- a) 确定评价对象;
- b) 识别危害因素;
- c) 数据采集与管段划分;
- d) 失效可能性分析;
- e) 失效后果分析;
- f) 风险等级判定;
- g) 提出风险消减措施建议。

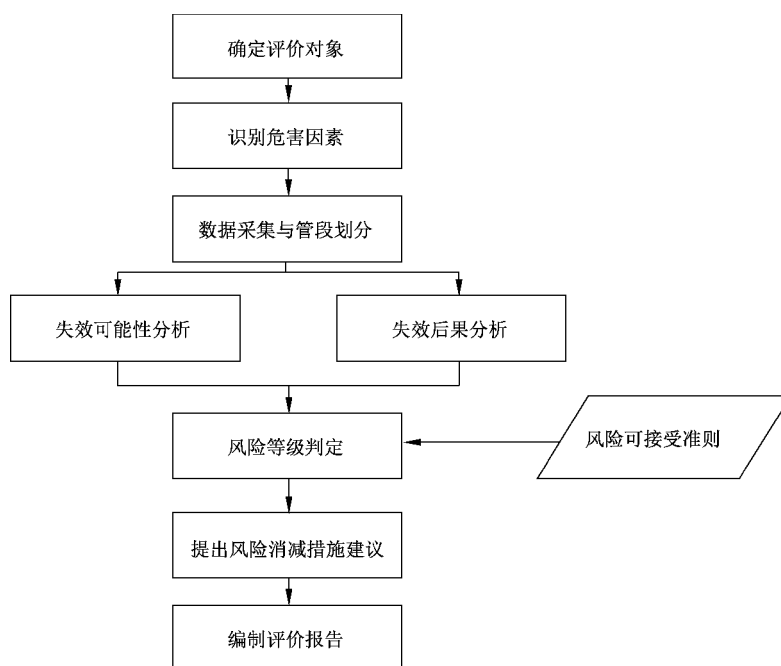


图 2 管道风险评价流程

7.3.2 确定评价对象

应根据开展风险评价的最初原因和关注的问题,确定管道风险评价的对象。

7.3.3 危害因素识别

7.3.3.1 应定期进行管道危害因素识别。

7.3.3.2 应从管道历史失效原因总结分析管道常见危害因素。管道失效原因的分类见表 3。

表 3 管道危害因素

分类	危害因素	子因素
时间相关	外腐蚀	
	内腐蚀/磨蚀	
	应力腐蚀开裂/氢致损伤	
	凹陷疲劳损伤	
固有因素	与制管有关的缺陷	a) 管体焊缝缺陷; b) 管体缺陷
	与焊接/施工有关的因素	a) 管道环焊缝缺陷,包括支管和 T 型接头焊缝; b) 制造焊缝缺陷; c) 褶皱弯管或屈曲; d) 螺纹磨损/管子破损/接头失效

表 3 (续)

分类	危害因素	子因素
与时间无关	机械损伤	a) 甲方、乙方,或第三方造成的损坏(瞬时/立即失效); b) 管子旧伤(如凹陷、划痕)(滞后性失效); c) 故意破坏
	误操作	
	自然与地质灾害	a) 低温; b) 雷击; c) 暴雨或洪水; d) 土体移动

7.3.3.3 应识别不符合国家法律法规和标准要求的管道状况,以及造成管道风险升高的因素,包括但不限于:

- a) 占压;
- b) 管道与周边设施安全距离不足;
- c) 周边环境对管道日常管理和维抢修的影响;
- d) 外界对管道可能造成的损伤;
- e) 管道本体或者附属设施的结构和功能缺失;
- f) 输送介质或者管道的系统特征造成的管道现有工艺与设计的偏差;
- g) 特定管道风险的应急预案与技术缺失;
- h) 管道企业内部、管道企业与施工方、周边公众信息沟通不畅。

7.3.3.4 在管道建设期进行的风险评价宜考虑的因素参见附录 F。应识别出在运行过程中可能出现的风险源、发生事故的可能性、发生事故的可能后果和在这些威胁存在情况下所采取的措施需要投入的安全成本,通过分析,对可能发生的运行风险提出预防措施,或优化设计,规避风险。

7.3.3.5 在条件具备情况下,试运投产阶段应开展定性或定量风险评价,对识别出的风险因素,应逐一评价、落实各个风险点的风险控制措施是否满足运行要求。

7.3.3.6 建设期各阶段的风险评价宜作为各阶段工作成果的评估依据之一。在风险评价报告所提出的风险消减措施应得到有效落实。

7.3.4 数据采集与管段划分

7.3.4.1 应根据管道的属性和管道周边环境对管道进行管段划分。管段划分示意图见图 3。

7.3.4.2 应对每个管段进行数据采集和状况描述,具体包括但不限于:

- a) 管材、管径、防腐层类型、管道附属设施及其起止里程;
- b) 管体、防腐层和附属设施状况的评价;
- c) 管道运行参数,包括输送介质、运行压力和温度等;
- d) 管道沿线自然环境。

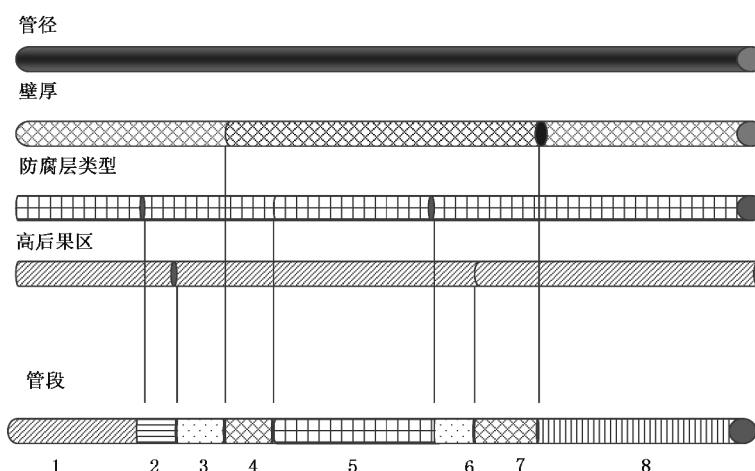


图3 管段划分示意图

7.3.5 失效可能性分析

7.3.5.1 应对 7.3.3 中的危害因素进行失效可能性分析。

7.3.5.2 应考虑已经采取的风险消减措施的效果,如检测、修复、第三方损坏防护等。

7.3.5.3 应对 7.3.4 中划分的每个管段确定其失效可能性。失效可能性可以定性或定量表示。

7.3.5.4 失效可能性分析采用的方法应以评价对象、可用的数据和模型而定。可利用历史失效数据对评价结果进行验证。

7.3.5.5 如直接采用历史失效数据进行失效可能性分析,或用来对失效可能性分析结果进行验证,需对历史数据的适用性和与被评价管道的可比性进行分析。

7.3.6 失效后果分析

7.3.6.1 失效后果分析用于确定管道失效对周边人员、财产和环境潜在不利影响的严重程度。这些不利影响可能由毒性、可燃性介质从管道中的意外泄漏、扩散引起。同时也可考虑管道失效造成的停输影响以及对管道企业声誉的影响。

7.3.6.2 失效后果分析应考虑以下因素:

- a) 输送介质的性质,例如易燃性、毒性和反应性等;
- b) 管道属性,如管径、压力等;
- c) 地形;
- d) 周边环境;
- e) 失效模式,泄漏孔大小;
- f) 减小泄漏量的控制措施,如泄漏检测和截断阀等;
- g) 输送介质的扩散模式;
- h) 着火的可能性;
- i) 事故场景,包括热辐射、爆炸、中毒或窒息等;
- j) 周边受影响对象暴露水平及其影响程度;
- k) 应急响应。

7.3.6.3 应对 7.3.4 中划分的每个管段确定其失效后果。失效后果可以定性或定量表示。

7.3.7 风险等级判定

7.3.7.1 风险等级判定是确定各管段风险是否可以接受的过程。风险值是失效发生的可能性与失效后果两个因素的综合。

7.3.7.2 制定与评价方法相适应的风险可接受标准,确定各管段的风险可接受性。

7.3.7.3 对不能接受的风险应采取以下措施:

- a) 进行更深入的风险分析,降低之前评价过程中的不确定性;
- b) 采用有效风险消减措施来降低风险。

7.3.8 提出风险消减措施建议

7.3.8.1 消减风险的措施应包括降低失效可能性的措施和降低失效后果的措施。

7.3.8.2 应对提出的风险消减措施建议的有效性进行分析。

7.4 风险可接受性

7.4.1 确定风险可接受性标准应考虑以下因素:

- a) 国家法律法规和标准相关要求;
- b) 管道的重要性;
- c) 管道状况;
- d) 降低风险的成本。

7.4.2 可通过以下几个途径来确定风险的可接受性标准:

- a) 参照国内外同行业或其他行业已经确立的风险可接受标准;
- b) 根据以往经验判断认为可接受的情况;
- c) 根据管道平均安全水平,参见附录 G;
- d) 与其他已经认可的活动和事件相比较。

7.4.3 如未满足风险可接受标准,应改进管道完整性管理活动或改进管道设计施工管理活动。

7.5 风险再评价

7.5.1 管道风险评价的时间间隔应根据风险评价的结论来确定,且不宜超过 3 年。应每年检查风险评价数据变化情况并及时更新数据。

7.5.2 管道属性和周边环境发生较大变化后,应进行风险再评价。

7.6 报告

7.6.1 应在风险评价报告中对管道风险评价过程和结果进行描述。

7.6.2 应针对评价目标向报告使用者描述评价结果,并说明所采用评价方法的局限性和评价因素的不确定性。

7.6.3 管道风险评价报告内容参见附录 D。

8 完整性评价

8.1 评价方法及评价周期

8.1.1 新建管道在投用后 3 年内完成完整性评价。

8.1.2 输油管道高后果区完整性评价的最大时间间隔不超过 8 年。

8.1.3 应根据管道失效的历史和风险评价的结果选择适用的检测内容和技术指标。

8.1.4 宜优先选择基于内检测数据的适用性评价方法进行完整性评价。如管道不具备内检测条件,宜改造管道使其具备内检测条件。对不能改造或不能清管的管道,可采用压力试验或直接评价等其他完整性评价方法。

8.1.5 内检测时间间隔需要根据风险评价和上次完整性评价结果综合确定,最大评价时间间隔应符合表 4 要求。

表 4 内检测时间间隔表

操作条件下的环向应力水平 σ		
$>50\% \text{ SMYS}$	$30\% \text{ SMYS} < \sigma \leq 50\% \text{ SMYS}$	$\leq 30\% \text{ SMYS}$
10 年	15 年	20 年

8.1.6 宜通过压力试验和管材性能的综合分析、所需要的实际运行压力和最高试压压力的差值大小、随时间增长的缺陷增长速率等提出压力试验的再评价周期。无法确定缺陷增长速率的管道,最长不应超过 3 年。允许有其他被证实为科学可信的方法来确定再评价周期。

8.1.7 直接评价的再评价周期宜根据风险评价结论和直接评价结果综合确定,最长不应超过 8 年。对特殊危害因素应适当缩短再评价周期。

8.1.8 宜根据管道缺陷特征或可能新出现的缺陷,选择不同的检测评价技术或多种技术方法组合。

8.2 内检测

8.2.1 建设期要求

8.2.1.1 管道系统的设计应保障内检测器的可通过性,考虑如下因素:

- 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。
- 上下游收发球筒间距宜控制在 150 km 以内,最长不能超过 200 km。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。
- 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。
- 最小允许弯管曲率半径。
- 最大允许的内径变化。
- 支管连接设计及线管材料兼容性。
- 内涂层与内检测的相互影响。
- 过球指示器。
- 旁通与盲板的间距。
- 在确定球筒方位时应考虑进入路线和相邻设施的安全。

8.2.1.2 投产前宜开展内检测,对其发现的特征进行分类,依据相关施工标准的要求进行修复,并记录在案。

8.2.1.3 投运前或投运后 3 年内的基线检测与评价结论可以作为工程验收依据。

8.2.2 内检测管理

8.2.2.1 应建立内检测管理程序。综合考虑风险评价建议和管道缺陷特征等确定需要选择的检测器类型,制定内检测计划。应优先采用高精度内检测器。

8.2.2.2 内检测器的适用性取决于待检测管道的条件和检测目标与检测器之间是否匹配。检测器类型

及适用性的一般性分类参见附录 H,常见的检测技术性能规格参见附录 I。检测服务方的技术资质应符合 SY/T 6889 和 SY/T 6825 规定。金属损失检测、几何变形检测、裂纹检测、管道测绘检测等应符合 SY/T 6889 规定。当检测服务方能够证明或承诺其检测设备、数据分析人员达到上述标准要求时,可认可其具有检测资质。宜通过牵引试验或开挖验证等程序验证其资质与能力,也可参照检测服务方提供的验证结果或第三方评估结论。评价达到标准要求后,方可具备允许检测条件。

8.2.2.3 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,验证方法可选择牵引试验验证或者依据检测结果开挖验证。

8.2.2.4 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。

8.2.2.5 内涂层、内衬修复等应不影响内检测性能。如影响内检测性能,则应考虑其他方法。

8.2.2.6 检测设备可具有单一功能,也可将多种功能组合在一起使用。

8.2.2.7 内检测可按照图 4 中推荐的实施流程进行。

8.2.2.8 管道企业和检测服务方宜指派代表共同分析待检测管道和检测器性能是否满足管道检测需求。检测器的选择依赖于管道的检测条件和检测所需达到的目的。

8.2.2.9 应根据以下条件评价内检测方法的可靠性:

- a) 检测多种异常的能力;
- b) 检测器性能规格和置信水平(如异常的检出率、分类和量化);
- c) 检测服务方使用这种检测方法的历史;
- d) 成功/失败率;
- e) 检测器检测数据是否能覆盖管段的全长和全圆周。

8.2.3 内检测实施

8.2.3.1 在清管和内检测项目实施前应进行风险识别并制定控制措施,纳入清管及内检测实施方案。

8.2.3.2 内检测的实施过程见 GB/T 27699 相关的规定。

8.2.3.3 管道企业负责内检测过程中的应急准备和工艺操作。

8.2.4 报告要求

检测报告格式及内容应符合 GB/T 27699、SY/T 6825 中的规定,并提交相应的数据查看软件。

8.2.5 开挖验证

8.2.5.1 应通过开挖验证,判断检测结果是否达到了合同中所约定的检测精度。评价方法按照 SY/T 6825 执行。

8.2.5.2 检测数据的可接受标准可按照 SY/T 6889 中的要求确定。

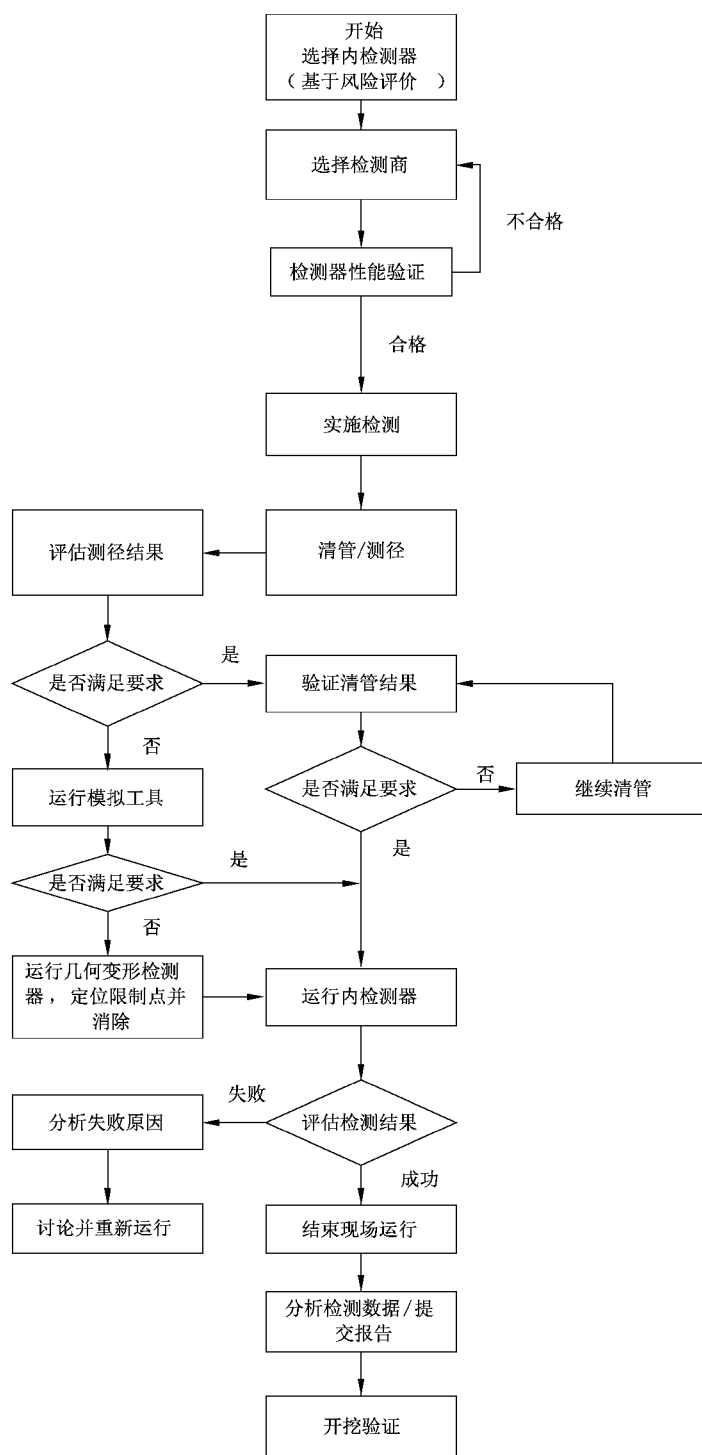


图4 内检测实施流程

8.3 压力试验

8.3.1 适用性

8.3.1.1 8.3 所述压力试验只限于对在役管道进行完整性评价。

8.3.1.2 压力试验适用于评价管道本体在当时状态的承压能力。

8.3.1.3 管道长期低于设计压力运行,需要提压运行但压力仍然低于设计压力,在确保风险可控条件下,可采用输送介质进行压力试验。如满足以下条件之一,则不可采用输送介质进行压力试验,只可选用水或者空气试压:

- a) 管道采用多种完整性评价方法包括内检测与直接评价等,仍然事故频发;
- b) 设计输送的介质或工艺条件发生变更;
- c) 管道停输超过一年以上再启动;
- d) 新建管道和在役管道的更换管段;
- e) 经过分析需要开展压力试验的管道。

8.3.2 试压介质及压力装置

8.3.2.1 管道试压介质应按照地区等级、高后果区、管道当前运行压力与计划运行压力、管道服役年限、管道腐蚀状况等因素选择,一般应采用水试压。

8.3.2.2 输气管道推荐在三类地区和四类地区采用水试压。压力试验压力小于设计压力,经过评价并采取相应安全措施后,也可采用气体试压。

8.3.2.3 考虑管道当前运行状况,无论输送何种介质,当工艺条件满足停输条件,且能够进行置换和排空,宜选用水试压。

8.3.2.4 压力试验压力需根据拟计划运行的压力情况确定,一般不允许超过管道设计压力,且不超过90%SYMS,推荐的压力试验压力见表5。

8.3.2.5 对于架空管道进行水试压应核算管道及其支撑结构的强度,防止管道及支撑结构受力变形。

8.3.2.6 水试压的方案和操作过程按照 GB/T 16805 执行。

表5 输油气管道试压压力、稳压时间和合格标准

输送介质	分类		试压压力及稳压时间
输油管道	一般地段	压力/MPa	拟运行压力 1.1 倍
		稳压时间/h	24
	高后果区	压力/MPa	拟运行压力 1.25 倍
		稳压时间/h	24
	合格标准		压降 $\leq 1\%$ 试压压力,且 ≤ 0.1 MPa
输气管道	一般地区	压力/MPa	拟运行压力 1.1 倍
		稳压时间/h	24
	高后果区Ⅰ级	压力/MPa	拟运行压力 1.25 倍
		稳压时间/h	24
	高后果区Ⅱ级	压力/MPa	拟运行压力 1.4 倍
		稳压时间/h	24
	高后果区Ⅲ级	压力/MPa	拟运行压力 1.5 倍
		稳压时间/h	24
	合格标准		压降 $\leq 1\%$ 试压压力,且 ≤ 0.1 MPa
注:不论地区等级如何,服役年限大于 30 年小于 40 年的管道建议至少按照 1.25 倍运行压力试压,对于超过 40 年以上的管道宜按照拟运行压力的 1.1 倍试压。			

8.3.3 试压风险

8.3.3.1 应根据风险评价的结果和缺陷严重程度,确定压力试验的时间。

8.3.3.2 应对压力试验方法及过程进行风险评价,应在风险可控的条件下实施。

8.3.3.3 试压前应进行风险识别,内容包括但不限于:

- a) 工艺参数变化的风险;
- b) 注水与排水对管道腐蚀的风险;
- c) 管道泄漏风险及其引起的人员伤亡风险;
- d) 试压过程中对整个系统扰动的风险;
- e) 压力试验后管材屈服及应力变化、材料退化、缺陷增长的风险。

8.3.3.4 在任何阶段发生的泄漏都应按照第 11 章的要求进行切管分析,并制定针对性的应对措施,在此之前,不宜继续升压测试。

8.3.4 试压过程监控

8.3.4.1 应全面监控管道压力变化情况,分析是否有管材破裂、穿孔等泄漏情况发生。

8.3.4.2 应安排线路巡护人员重点观察沿线地面有无介质泄放,地面附着物有无异常。

8.3.4.3 应按照 GB/T 16805 记录试压过程和结果。

8.3.5 泄漏点处置

8.3.5.1 应对试压过程中发现的泄漏点进行开挖验证,分析泄漏原因并采取修复措施。

8.3.5.2 泄漏点处置完毕后,应再次进行系统试压直至达到预定要求。

8.3.6 压力试验报告内容参见附录 D。

8.4 直接评价方法

8.4.1 适用性

8.4.1.1 直接评价只限于评价三种具有时效性的缺陷,即外腐蚀、内腐蚀和应力腐蚀开裂(包括压力循环导致的疲劳评价)。需要事先了解管道的主要风险,有针对性地选择评价方法。对于同时面临其他风险的管道,该方法具有局限性。

8.4.1.2 直接评价一般在管道处于如下状况下选用:

- a) 不具备内检测或压力试验实施条件的管道;
- b) 不能确认是否能够实施内检测或压力试验的管道;
- c) 使用其他方法评价需要昂贵改造费用的管道;
- d) 确认直接评价更有效,能够取代内检测或压力试验的管道。

8.4.1.3 如管道不具备开展直接评价条件,为了对管道防腐层或阴极保护等质量进行检测,也可以参照直接评价的某些内容进行检测。

8.4.1.4 外观检查或其他传统的无损检测方法或其他新发展的技术,可用于开挖或地面管道检测,但只能作为对部分点或区段的检测,其结论不能作为管道系统完整性评价结果。

8.4.2 直接评价过程和方法

直接评价方法主要有外腐蚀直接评价(ECDA),内腐蚀直接评价(ICDA),应力腐蚀裂纹直接评价(SCCDA)等。直接评价的过程和方法可参照表 6 相关标准执行。

表 6 直接评价主要类型及其相关标准

直接评价方法	相关标准
ECDA	SY/T 0087.1
	NACE SP0502
ICDA	NACE SP0206
	NACE SP0110
	NACE SP0208,SY/T 0087.2
SCCDA	NACE SP0204

8.4.3 直接评价管理

在选用直接评价方法时,应明确其局限性。将开挖验证等作为管道安全状况评价依据时,应说明其局限性。

8.5 其他评价方法

也可采用其他经过验证的完整性评价方法。

8.6 适用性评价

8.6.1 评价要求

- 8.6.1.1 应对管道缺欠进行评估,确定其可接受度。
- 8.6.1.2 管道完整性评价报告宜作为评估管道施工质量的依据。
- 8.6.1.3 缺陷评价应确定管道在规定的安全极限范围内是否有足够的结构强度承载运行过程中的载荷。对于报告的管道缺陷,应调查其性质、范围和原因。应评价缺陷是否可以接受,确定当前安全运行压力。
- 8.6.1.4 适用性评价内容主要包括:评价数据收集、缺陷数据统计与致因分析、评价方法选择、剩余强度评价、剩余寿命预测与再检测周期、措施与建议等。
- 8.6.1.5 安全运行建议和维修建议的制定应考虑高后果区、介质温度、压力变化及土壤应力等综合情况,不应只依据静压评估给出相应结论或建议。
- 8.6.1.6 当管道的运行工艺条件发生重大变化时,宜重新进行评价。

8.6.2 评价数据采集

- 8.6.2.1 适用性评价所需收集的数据宜包括:管道属性、缺陷参数、母材及焊缝力学性能、载荷参数、建设数据、运行数据、历史数据、内检测数据以及地理及环境信息、风险评价结果等。
- 8.6.2.2 应对所收集数据的可靠性进行分析。

8.6.3 缺陷数据统计与致因分析

- 8.6.3.1 应对缺陷数据进行统计分析,宜根据缺陷的类型、分布规律以及与管道高程、地理环境的对应关系,分析缺陷的可能成因。
- 8.6.3.2 适用性评价中应考虑缺陷致因分析的结果。

8.6.4 评价方法选择

8.6.4.1 评价方法应根据缺陷类型、载荷状况、评价目标以及评价数据的质量和类型等因素进行选择。缺陷类型与常用的缺陷评价方法参见附录 J。

8.6.4.2 缺陷评价方法选择应考虑的因素,宜包括:

- a) 法律法规要求;
- b) 管道企业的管理规定与安全运行策略;
- c) 缺陷类型、性质及管材属性;
- d) 缺陷处管道承受的载荷类型(除内部压力外,缺陷处管道承受的弯曲载荷、轴向载荷、装配应力等其他载荷情况);
- e) 评价方法的适用范围与局限性;
- f) 开挖验证信息与历史失效分析。

8.6.5 剩余强度评价与剩余寿命预测

8.6.5.1 应按照标准、行业实践及管道企业的运行策略,结合管道的历史失效事故开展剩余强度评价与剩余寿命预测,并应确定不同类型缺陷的可接受准则。

8.6.5.2 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,建立管道缺陷增长预测模型,预测缺陷增长趋势。

8.6.5.3 应结合缺陷失效模式、高后果区失效后果严重程度以及预测的缺陷剩余寿命,给出缺陷修复的时间和修复方法建议。

8.6.5.4 在适用性评价基础上应结合管道的历史失效事故、运行工况等,给出缺陷修复前,含缺陷管道安全运行压力建议。

8.6.5.5 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,给出再检测评价的时间间隔和再检测评价的方法建议。

8.6.5.6 缺陷维修响应时间应从现场检测完成时开始计算。

8.6.5.7 应结合后期开挖验证结果修正预测腐蚀速率,并修正评价报告。

8.6.6 评价报告要求

8.6.6.1 报告内容参照附录 D。

8.6.6.2 对与时间有关的缺陷,在再评价周期内,宜结合修复或开挖测量修正评价报告。

8.7 管道继续使用评估

8.7.1 对于运行时间长、事故频发,有证据表明存在大量缺陷,但无合适的方法进行完整性管理的管道,应评估管道是否可继续使用。

8.7.2 管道经评估如可继续使用,应根据完整性评价建议进行如管体缺陷的维修维护等响应措施,并确定在继续使用期内的再评估周期。

8.7.3 当评估结果显示不适宜继续使用时,管道宜报废。

8.7.4 对于已停用的管道,在重新启用前应进行完整性评价。

9 风险消减与维修维护

9.1 日常管理与巡护

9.1.1 应根据高后果区识别结果、风险评价和完整性评价等结论与建议制定管道巡护方案,明确巡护的内容、频次和重点关注位置,高后果区应作为巡护的重点段。

9.1.2 日常管理和巡护发现的异常和变化信息应及时上报并跟踪,实现闭环管理。

9.1.3 在管道埋入地下至投产前应制定巡护方案等实施巡护管理。

9.1.4 管道巡护的方式和方法可根据完整性管理方案,选择人工巡护或飞行器巡护等。日常管理内容与应根据管道完整性管理方案确定。

9.2 缺陷修复

9.2.1 对完整性评价结果为不可接受的缺陷应进行修复或者实施降低 MOP 等应对措施。

9.2.2 对临时修复的缺陷应及时进行永久修复。

9.2.3 对于不同类型缺陷的修复方法参见附录 K。

9.3 第三方损坏风险控制

9.3.1 应建立第三方施工管理程序。任何管道交叉处或管道中心线两侧 5 m 内的施工活动都应纳入第三方施工管理程序,按照有关要求办理相关手续,对 5 m 范围外可能对管道造成影响的施工也宜密切关注。对已与第三方建立联系的施工,如施工活动侵入了管道通行带,应在施工活动开始前对管道准确定位,设置临时标识,并在施工活动损坏或覆盖标识后及时维护,直到施工活动结束。

9.3.2 应与施工活动方建立联系,并签署管道保护协议。施工时管道企业有人现场监护。

9.3.3 应通过巡线、管道周边信息排查及其他可能的方式预防打孔盗油等故意破坏的发生。

9.3.4 应参照风险评价报告的风险信息进行公众宣传,公众宣传按照 SY/T 6713 执行。应向公众提供管道企业联系方式,如电话号码、电子邮箱等。

9.3.5 宜采用管道泄漏监测或安全预警系统等防范措施。

9.4 自然与地质灾害风险控制

9.4.1 应遵循 SY/T 6828 的要求,建立地质灾害风险管理程序。

9.4.2 应建立预防和减缓方案防止天气和地质灾害等损伤管道。

9.4.3 应在土体侵蚀、地表沉降等特殊区域采取预防和减缓措施。

9.4.4 应根据地质灾害风险评价结果,采取针对性监测或工程治理措施。

9.5 腐蚀风险控制

9.5.1 外腐蚀

9.5.1.1 应遵循 GB/T 21447 和 GB/T 21448 要求,建立外腐蚀控制程序。

9.5.1.2 应定期检测管地电位。如电位不满足阴极保护准则,应调查原因并采取相应措施。

9.5.1.3 应识别、测试、减缓杂散电流对管道的影响。

9.5.1.4 对发现的防腐层缺陷应及时修复。

9.5.2 内腐蚀

9.5.2.1 应对输送介质的腐蚀性进行分析,并依据分析结果选择合适的内腐蚀控制措施。

9.5.2.2 可通过安装探针、电阻监测装置、直接测量壁厚等方法,来监测关键位置的内腐蚀情况。内腐蚀减缓措施可按照 GB/T 23258 要求执行。

9.6 应急支持

9.6.1 应急预案编制

9.6.1.1 风险评价和完整性评价结论所提出的高风险段、高风险因素和缺陷情况应作为应急预案编制过程中重点预控对象,具体编制工作按照 GB/T 29639 规定执行。

9.6.1.2 应按照识别高后果区的分析结果,确定应急预案需要重点关注的管段和内容。

9.6.1.3 应急响应成员应包含完整性管理人员。

9.6.2 应急措施准备

9.6.2.1 宜依据风险评价的结果,确定管段一旦发生失效,潜在后果的种类和影响范围,并依据分析结果制定管道在紧急状态下应采取的应急措施。

9.6.2.2 管道泄漏后火灾、爆炸事故应作为安全防范的重点。可利用量化风险评价技术,确定不同泄漏模式下的泄漏速率和泄漏量,并计算介质泄漏后的影响。

9.6.2.3 应将输油管道泄漏后潜在的环境影响作为应急抢险防范的重点。可通过环境敏感性分析技术确定管道泄漏后油品在水中和土壤中的扩散轨迹以及扩散速率。

9.6.3 应急资源准备

应依据风险分析结果和缺陷分布情况,对应急资源,包括人员、物资、机具等配备的有效性进行评估,以确保应急措施能够顺利实施,包括:应急资源配置与分布、人员资质及能力、现场是否满足作业条件等。

9.6.4 应急数据准备

9.6.4.1 应将应急抢险所需的资料进行整理,并配发给应急指挥中心、维抢修中心等相关单位或个人,以确保应急管理人员能够获取所需的资料。这些资料宜包括但不限于:

- a) 图纸,包括:管道走向图、管道路由影像图、管道高程图等;
- b) 管道基本信息,包括:材质、管径、壁厚、焊接工艺、管道埋深等;
- c) 管道周边设施的信息,包括:
 - 1) 管道中心线两侧各 50 m 范围内与之平行或交叉的第三方管道等地下设施、地上构筑物;
 - 2) 管道中心线各 200 m 范围内的人口、水体、公路、铁路等信息;
 - 3) 管道所经区域内或附近的道路上消防、医院、派出所等应急资源信息;
 - 4) 管道途经城市的地下排水排污等设施信息。

9.6.4.2 当数据管理规定的数据发生变更时,应及时更新相关数据。

9.6.4.3 应基于管道路由影像图、地图、高程图和水力分布图,预估泄漏点对环境的影响。

9.6.5 应急响应措施

应依据完整性管理获取的管道信息为抢修方案制定提供支持。

9.7 降压运行

临时降压运行可作为消减管道风险措施采用。

10 效能评价

10.1 应定期开展效能评价确定完整性管理的有效性,可采用管理审核、指标评价和对标等方法。

10.2 管理审核可采用内部审核或外部审核方式,发现并改进管理存在的不足。

10.3 效能评价应考虑针对具体危害因素的专项效能和完整性管理项目的整体效能设定评价指标,包括但不限于管道完整性管理覆盖率、高后果区识别率、风险控制率及缺陷修复情况。

10.4 应通过对标,查找与行业先进水平的差距。

10.5 效能评价活动结束后,应出具效能评价报告。

11 失效管理

11.1 应对失效进行分析,包括泄漏、管体不可接受缺陷、对管道安全造成影响的周边环境变化或附属设施损坏以及其他造成重大经济损失的情况等。

11.2 应根据现场调查结果及收集到的背景资料,结合试验分析结果等,综合分析判断失效模式,找出失效的直接原因与根本原因等。

11.3 应针对失效原因分析复核完整性管理方案和执行情况,查找管理制度和管理活动中存在的不足。

11.4 应由具有相关能力的人员负责事件调查并编写调查报告。事件调查报告应在管道企业内部进行发布和宣贯。

11.5 应建立统一的失效事件信息收集标准,事件信息统计表参见附录 L。

12 记录与文档管理、沟通和变更管理

12.1 记录与文档管理

12.1.1 记录与文档管理应保存:

- a) 全生命周期管道安全运行与维护所需的历史信息;
- b) 管道管理有效性和合规性的客观证据;
- c) 决策制定和允许的相关资料。

12.1.2 应建立管理计划以识别、收集、储存和废弃以下记录和文档:

- a) 与管道管理相关;
- b) 与 12.1.1 相符合;
- c) 其他完整性管理方案相关文档。

12.1.3 管理计划应包含电子和纸质记录与文档的管理流程。

12.1.4 应建立和管理涉及管道设计、采购、施工、运行、维护和废弃阶段完整性管理活动的记录和文档。

12.1.5 各阶段的报告等应通过专业评审,并对报送备案的情况进行记录。

12.2 沟通

12.2.1 应制定和实施沟通计划以保证内外部有关人员能够获知完整性管理相关信息。

12.2.2 管道企业与各外部相关方的沟通应考虑以下内容：

- a) 政府部门
 - 1) 管道企业联系方式；
 - 2) 管道走向图；
 - 3) 应急预案。
- b) 管道沿线居民
 - 1) 管道企业联系方式；
 - 2) 管道位置；
 - 3) 管输介质；
 - 4) 识别、报告和应对泄漏的方式。

12.2.3 内部相关部门沟通内容应包括：

- a) 完整性管理的关键要素及其相关情况；
- b) 必要的内部报告及其效果和结果；
- c) 及时有效的完整性管理实施的相关信息。

12.3 变更管理

12.3.1 应制定变更管理程序,以规范变更管理。

12.3.2 对于工艺调整、改线、修复等变更,应及时更新数据,变更完整性管理方案。

13 培训和能力要求

13.1 从事管道完整性管理的相关人员应掌握以下相应技能,并通过培训和考核：

- a) 数据管理；
- b) 风险评价与高后果区识别管理；
- c) 管道检测与适应性评价；
- d) 管体缺陷修复管理；
- e) 管道日常管理；
- f) 效能评价与管理；
- g) 管道完整性管理方法。

13.2 管道完整性管理培训与能力应分级管理。取得较高能力要求水平的人员可从事该级别以下规定的管理活动,较低能力水平的人员不得从事较高能力要求规定的管理活动。

13.3 应编制并贯彻执行对完整性管理人员的培训大纲,定期审查培训计划,并根据需要进行修订。培训大纲可参照附录 M 制定实施。当新标准、法规发布,新设备、新工艺程序或新管理理念应用时,应对培训大纲进行审查,并根据需要予以修订。

13.4 当学员熟练掌握理论知识,具备实际作业能力时,需对其能力进行考核。测试过程包括理论知识、工程实践考核,可通过书面、计算机或答辩等方式实施。

13.5 完整性管理人员应至少每 3 年再接受一次知识更新培训,以更新其岗位知识和技能。

13.6 依据工作范围,参加管道完整性管理相关人员应通过相应的培训,达到能力水平要求后从事相对应的业务工作。开展高后果区识别和数据采集等基础工作的人员应达到初级能力水平及以上要求,开展管道基础风险评价等工作人员应达到中级能力水平及以上要求,开展完整性评价、综合风险评价和效能评价等工作达到高级能力水平及以上要求的人员方可进行。

附 录 A
(资料性附录)

完整性管理数据采集清单

管道完整性管理数据应包括用于定位所有设备的全部必要数据。表 A.1 给出了一系列其他能够提升管道完整性管理的数据采集类目和对应的数据采集阶段。

表 A.1 完整性管理数据采集类目

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
1	中心线	测量控制点	建设期
		中心线控制点	建设期,运行期
		标段	建设期
		埋深	建设期,运行期
2	阴极保护	阴极保护记录	运行期
		牺牲阳极	建设期,运行期
		阳极地床	建设期,运行期
		阴极保护电源	建设期,运行期
		排流装置	建设期,运行期
3	管道设施	站场边界	建设期
		标桩	建设期,运行期
		埋地标识	建设期,运行期
		附属物	建设期,运行期
		套管	建设期,运行期
		防腐层	建设期,运行期
		穿跨越	建设期,运行期
		弯管	建设期,运行期
		收发球筒	建设期,运行期
		非焊缝连接方式	建设期,运行期
		钢管	建设期,运行期
		开孔	建设期,运行期
		阀门	建设期,运行期
		环焊缝	建设期,运行期
		三通	建设期,运行期
		水工保护	建设期,运行期
		隧道	建设期,运行期

表 A.1 (续)

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
4	第三方设施	第三方管道	建设期
		公共设施	建设期,运行期
		地下障碍物	建设期,运行期
5	检测维护	内检测记录	运行期
		外检测记录	运行期
		适用性评价	运行期
		管体开挖单	运行期
		焊缝检测结果	建设期
		试压	建设期
		管道维修	运行期
6	基础地理	建构筑物	建设期,运行期
		河流	建设期
		土地利用	建设期
		行政区划	建设期
		铁路	建设期
		公路	建设期
		土壤	建设期
		地质灾害	建设期,运行期
		面状水域	建设期
7	运行	输送介质	运行期
		运行压力	运行期
		失效记录	运行期
		巡线记录	运行期
		泄漏监测系统	建设期、运行期
		清管	建设期、运行期
8	管道风险	高后果区识别结果	建设期,运行期
		管道风险评价结果	建设期,运行期
		地质灾害评价结果	建设期,运行期
9	应急管理	单位联系人	建设期,运行期
		应急组织机构	建设期,运行期
		应急组织人员	建设期,运行期
		应急抢修设备	建设期,运行期
		应急预案	建设期,运行期
		应急抢修记录	建设期,运行期
		储备物资	建设期,运行期

附 录 B
(资料性附录)
提交数据表结构

提交数据表结构格式见表 B.1～表 B.10。

表 B.1 管道中心线位置表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道 ID			
控制点 ID			
路由控制点坐标 X	度:分:秒		投影坐标应备注投影信息
路由控制点坐标 Y	度:分:秒		投影坐标应备注投影信息
埋深	m		
高程	m		
备注			
注 1: 管道企业应给所属的每个管道分配唯一的名称及编号,每条管道的空间数据坐标系应保持一致。 注 2: 路由控制点坐标 X、坐标 Y 为经纬度坐标或投影坐标。具体投影信息应在“管道中心线元数据表”中描述。 注 3: 埋深为地表到管顶的垂直距离。 注 4: 高程为管顶高程。			

表 B.2 管道中心线属性表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道企业 ID			
管道企业名称			
管道 ID			
管道名称			
管道长度	m		
输送介质		产品类型	
投产时间			
设计单位名称			
建设单位名称			
备注			
注 1: 管道企业 ID 为管道系统实际运营者的唯一编号。 注 2: 应给每个管道分配唯一的名称及编号。 注 3: “管道长度”字段填写该管道长度,单位 m,保留两位小数。 注 4: 产品类型为管道系统运输的产品性质,字段提供了阈值。 注 5: “投产时间”按照年/月/日(YYYYMMDD)格式数字序列填写。			

表 B.3 管段属性表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道 ID			
管段 ID			
管段长度	m		
直径	mm		
壁厚	mm		
设计压力	MPa		
运行状态		运行状态	
位置数据质量		位置数据质量	
属性外键			
更新说明		更新说明	
备注			
注 1: 管段是管道的子区域,管段 ID 由管道企业分配。原则上管段在位置上不存在重叠和空隙。每个管段仅有两个端点,不允许有分支,管道应划分尽量少的管段,仅在如下情况下划分管段: a) 管道相交(指物理连通),例如一个支线和干线; b) 管道相关属性(如直径、壁厚)变化。 注 2: “属性外键”字段填写连接地理空间要素(管道)与其属性记录之间的外键。 注 3: “直径”和“壁厚”字段分别填写管段公称直径和壁厚,单位 mm,保留两位小数。 注 4: “位置数据质量”字段的阈值具体含义为:“优”表示空间坐标数据的误差小于 1 m;“良”表示误差在 1 m~10 m 之间;“中”表示误差大于 10 m~50 m 之间;“差”表示误差在大于 50 m。 注 5: “更新说明”标识自上次提交数据以来此次数据的修改方式,阈值包括: a) 新增管道;b) 空间数据修改;c) 属性数据修改;d) 空间和属性数据修改;e) 删除;f) 无变更。			

表 B.4 管道企业联系信息表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道企业 ID			
管道企业名称			
主要联系人姓名			
主要联系人职务			
主要联系人所在机构名称			
主要联系人地址 1			
主要联系人地址 2			
主要联系人邮编			
主要联系人手机号码			
主要联系人工作电话号码			
主要联系人传真号码			

表 B.4 (续)

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
主要联系人电子邮箱地址			
技术联系人姓名			
技术联系人职务			
技术联系人所在机构名称			
技术联系人地址 1			
技术联系人地址 2			
技术联系人邮编			
技术联系人手机号码			
技术联系人工作电话号码			
技术联系人传真号码			
技术联系人电子邮箱地址			
注 1: 公众联系人负责处理公众关于相关管道的问题,管道企业允许有多个联系人负责不同运营单元。 注 2: 管道企业 ID 为管道系统实际运营者的唯一编号。			

表 B.5 站场表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道企业 ID			
管网 ID			
管道 ID			
站场 ID			
站场名称			
所在城市名			
所在省名			
业主			
投影方式		投影方式	
坐标系		坐标系	
X 坐标			
Y 坐标			
度量单位		度量单位	
备注			
注 1: 管道 ID 为该站场所属管道的唯一编号,管网 ID 为该站场所属的管网的唯一编号;管道企业 ID 为该管网所属的管道企业的唯一编号。 注 2: 坐标系要求:至少应提交 CGCS2000 坐标系成果,对其他坐标系成果应提交原始坐标系成果和转换后 CGCS2000 坐标系成果。 注 3: “城市名”、“省名”为该站场所在的城市名称、省份名称。 注 4: “X 坐标”、“Y 坐标”为站场区中心位置坐标;保留后面三位小数。 注 5: 度量单位为 X、Y 坐标采用的单位,如度(°)、分(′)、秒(″)、米(m)或千米(km)。			

表 B.6 高后果区管段表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道 ID			
高后果区编号			
行政区划			
起始里程			
终止里程			
起始桩号			
与起始桩的距离	m		
终止桩号			
与终止桩的距离	m		
高后果区长度	m		
高后果区类型		高后果区类型	
地区等级		地区等级	
识别时间			
备注			
注 1: 高后果区编号:由管道企业进行编号,在一个高后果区识别工作周期内应保证同一管道内高后果区编号唯一,并可采用数字顺序编号。 注 2: 两种高后果区位置提交方式:一是提交该高后果区管段的起始里程和终止里程;二是提交桩加偏移量数据。单位都为米。 注 3: 高后果区长度,单位为米(m)。 注 4: “识别时间”按照年/月/日(YYYYMMDD)格式数字序列填写。			

表 B.7 管道占压表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道 ID			
行政区划			
里程	m		
桩号			
与桩的距离	m		
占压方位		占压方位	
占压物类型		占压物类型	
占压危害程度		占压危害程度	
占压物所在详细地址			
占压长度	m		
占压面积	m ²		

表 B.7 (续)

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
占压开始时间			
目前主要对策及保护措施			
计划清理完成时间			
备注			
注 1: 有里程数据时优先提交里程信息,没有里程数据可提交桩加偏移量数据。 注 2: 行政区划填写占压位置所在县级行政区划,可填写多个,以半角逗号分隔。 注 3: 占压危害程度分为 A、B、C 三级,“A 级”指公众聚集场所、居民楼和易燃易爆场所等建、构筑物设施;“B 级”指有人口居住、活动且可能引发人员伤亡,或影响管道安全运行的建、构筑物设施;“C 级”是指“A 级”和“B 级”以外的建、构筑物设施。 注 4: “占压长度”单位为米(m),“占压面积”单位为平方米(m²)。 注 5: “占压开始时间”和“计划清理完成时间”按照年/月/日(YYYYMMDD)格式数字序列填写。			

表 B.8 高风险管段表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道 ID			
高风险管段编号			
起始里程	m		
终止里程	m		
起始桩号			
与起始桩的距离	m		
终止桩号			
与终止桩的距离	m		
主要危害因素		主要危害因素	
风险评价时间			
管段风险描述			
风险评价单位名称			
备注			
注 1: 两种位置提交方式:一种是该高风险管段的起始里程和终止里程;二是提交桩加偏移量数据。单位都为米(m)。 注 2: 高风险管段编号:由管道企业进行编号,在一个风险识别工作周期内应保证同一管网内高风险管段编号唯一,并可采用数字顺序编号。 注 3: “风险评价时间”按照年/月/日(YYYYMMDD)格式数字序列填写。			

表 B.9 管道中心线元数据表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
元数据 ID			自动生成
管道企业 ID			
管道 ID			
提交日期			
覆盖省列表			
坐标系		坐标系	
度量单位			
投影方式		投影方式	
备注			
注 1: 元数据 ID 为系统自动生成,不需填写。 注 2: 管道企业 ID 为管道系统实际运营者的唯一编号。 注 3: “提交日期”按照年/月/日(YYYYMMDD)格式数字序列填写。 注 4: “覆盖省列表”字段为提交管道中线数据覆盖的省级行政区列表。 注 5: 坐标系要求:至少应提交 CGCS2000 坐标系成果,对其他坐标系成果应提交原始坐标系成果和转换后 CGCS2000 坐标系成果。 注 6: 提交的数据跨多个分带时须在备注字段中说明所跨的各分带号。			

表 B.10 域值表

域值名称	域值代码	域值含义
产品类型	1	原油
	2	成品油
	3	天然气
运行状态	1	在用的
	2	损坏
	3	修复中
	4	建设中
	5	已废弃
位置数据质量	1	优
	2	良
	3	中
	4	差
	5	未知

表 B.10 (续)

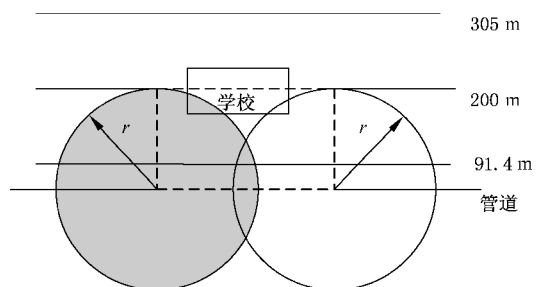
域值名称	域值代码	域值含义
更新说明	1	新增管道
	2	空间数据修改
	3	属性数据修改
	4	空间和属性数据修改
	5	删除
	6	无变更
投影方式	1	西安 80 坐标系 6 度分带
	2	西安 80 坐标系 3 度分带
	3	北京 54 坐标系 3 度分带
	4	北京 54 坐标系 6 度分带
	5	其他
坐标系	1	CGCS2000 大地坐标系
	2	WGS84 世界大地坐标系
	3	54 北京坐标系
	4	80 西安坐标系
	5	城市坐标系
	6	其他
度量单位	1	十进制度
	2	米
	3	千米
	4	其他
高后果区类型	1	未知
	2	高人口密度区
	3	其他人口密集区
	4	河流水源
	5	交通设施
	6	生态保护区
	7	其他
地区等级	1	未知
	2	等级 1——在规定面积内少于 15 户
	3	等级 2——在规定面积内多于 15 户少于 100 户
	4	等级 3——在规定面积内多于 100 户
	5	等级 4——交通发达的城镇商业区
	6	其他

表 B.10 (续)

域值名称	域值代码	域值含义
占压方位	1	管道正上方
	2	管道两侧各 5 m 范围内
占压物类型	1	建构筑物
	2	圈占
	3	深根植物
	4	重物
	5	堆积物
	6	其他
危害程度	1	A 级
	2	B 级
	3	C 级
主要危害因素	1	未知
	2	腐蚀
	3	误操作
	4	制造与施工缺陷
	5	地质灾害
	6	第三方损坏
	7	其他
注 1: 本表中域值名称对应表 B.1~B.9 中域值名称。 注 2: 每种域值含义对应一个域值代码,域值代码用于设计数据库字段时使用;域值含义表示该域值名称所含有类型。		

附 录 C
(资料性附录)
潜在影响区示意图

输气管道潜在影响半径示例见图 C.1。



注: 本图是直径 762 mm、最大允许操作压力为 7 MPa 管道的研究成果。

图 C.1 输气管道潜在影响区示意图

附 录 D
(资料性附录)

管道完整性管理相关报告的内容

D.1 高后果区识别报告

高后果区识别报告包括如下内容：

a) 概述

概述应包括以下内容：

- 1) 本次高后果区识别工作情况概述,包括识别单位、识别方法、识别日期等;
- 2) 管道参数以及信息的获取方式;
- 3) 管道周边人口和自然环境情况。

b) 识别结果

识别结果的内容应至少包括如下内容：

- 1) 高后果区管段识别统计表;
- 2) 高后果区管段长度比例图;
- 3) 减缓措施;
- 4) 再识别日期。

D.2 管道风险评价报告

管道风险评价报告包括如下内容：

- a) 评价概述;
- b) 管道系统概述;
- c) 评价方法;
- d) 评价的假设和局限性;
- e) 危害因素识别结果;
- f) 失效可能性分析结果;
- g) 失效后果分析结果;
- h) 风险判定结果及风险消减措施建议;
- i) 风险因素敏感性和不确定性分析;
- j) 问题讨论;
- k) 结论和建议。

D.3 压力试验报告

压力试验报告包括如下内容：

- a) 工程情况;
- b) 试压方案;
- c) 记录;

- d) 发现的缺陷与异常；
- e) 修复情况；
- f) 再评价周期；
- g) 结论。

D.4 适用性评价报告

适用性评价报告包括如下内容：

- a) 管道概况；
- b) 评价参照的法规标准；
- c) 评价使用的管道相关参数；
- d) 检测数据的统计分析；
- e) 不同类型缺陷的完整性评价；
- f) 评价结论及维修维护建议；
- g) 再检测计划建议和管道安全运行建议。

附 录 E
(资料性附录)
管道风险矩阵

管道风险矩阵应包括管道失效可能性、失效后果和风险的分级标准。失效可能性分级由表 E.1 确定。失效后果由表 E.2 确定,分析过程中分别考虑人员安全、财产损失、环境污染和停输影响等。风险分级见表 E.3。各风险等级的涵义见表 E.4。

表 E.1 失效可能性等级

失效可能性分级	描述	等级
高	企业内曾每年发生多次类似失效,或预计 1 年内发生失效	5
较高	企业内曾每年发生类似失效,或预计 1 年~3 年内发生失效	4
中	企业内曾发生过类似失效,或预计 3 年~5 年内发生失效	3
较低	行业中发生过类似失效,或预计 5 年~10 年内发生失效	2
低	行业中没有发生类似失效,或预计超过 10 年后发生失效	1

表 E.2 失效后果等级

后果分类	后果描述				
	A	B	C	D	E
人员伤亡	无或轻伤	重伤	死亡人数 1~2	死亡人数 3~9	死亡人数≥10
经济损失	<10 万元	10 万~100 万元	100 万~1 000 万元	1 000 万~1 亿元	> 1 亿元
环境污染	无影响	轻微影响	区域影响	重大影响	大规模影响
停输影响	无影响	对生产重大影响	对上/下游公司重大影响	国内影响	国内重大或国际影响

表 E.3 风险矩阵

失效后果	失效可能性				
	1	2	3	4	5
E	Ⅲ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅳ	Ⅳ
D	Ⅱ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅳ
C	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅲ
B	I	I	I	Ⅱ	Ⅲ
A	I	I	I	Ⅱ	Ⅲ

表 E.4 风险等级

类别	描述
低 (Ⅰ)	风险水平可以接受,当前应对措施有效,可不采取额外技术、管理方面的预防措施
中 (Ⅱ)	风险水平可以接受,但应保持关注
较高 (Ⅲ)	风险水平不可接受,应在限定时间内采取有效应对措施降低风险
高 (Ⅳ)	风险水平不可接受,应尽快采取有效应对措施降低风险

附 录 F
(资料性附录)

管道建设期风险评价内容

在管道建设期进行的风险评价,应考虑以下因素:

- a) 根据管道沿线的地方政府规划,考虑现有设计是否能满足规划要求。
- b) 根据沿线土地的使用情况及规划用地情况分析可能存在的第三方损坏、占压等情况。避免投产后引起的占地纠纷、交叉施工过多带来的第三方损坏风险、短期内改线等情况。
- c) 应充分考虑腐蚀、疲劳、热应力等风险因素,在满足输量的情况下,合理选择管道材质、管径、壁厚等参数,并依据设计的正常工况及可能出现的紧急情况,对管道材质及壁厚选取进行校核;调研材质及焊接工艺对环境温度、湿度、土质等的敏感性,使管材及焊缝在运行环境中不产生异常失效速率。
- d) 根据沿线土壤腐蚀性、岩土类型、沿线电气化设施等分析可能出现的防腐层损坏、杂散电流和腐蚀易发区等风险。对局部腐蚀环境、杂散电流等腐蚀控制措施的有效性进行评价。防腐层及补口材料的选择应考虑具体的管径、壁厚、施工温度、土壤类型等因素。
- e) 应对管道穿跨越(含隧道)位置、活动断裂带及特殊不良地质地段的风险进行评价,管道应选择稳定的缓坡地带、灾害地质较少的地段通过,避免通过滑坡、崩塌、泥石流、陡坡、陡坎等易造成管道破坏的地带;通过活动断裂带可选用应变能力强的钢管,宜适当加大壁厚,并尽量减少使用弯头等管件,断裂带两侧的过渡段范围内管道宜采用弹性敷设方式。
- f) 考虑施工阶段可能对周围环境和地形、地貌造成的扰动和破坏,依据地貌、土壤类型、降雨等信息,分析可能存在的地质灾害类型及危险程度。对于可能存在的山体滑坡、冻胀融沉等灾害,审核其监测设施运行有效性。管道铺设应尽量避免横坡铺设。
- g) 应识别施工可能对管道本体产生的危害,并给出评价结论。使用特殊的施工工艺应考虑对将来完整性评价的影响。
- h) 考虑工程变更时的风险,识别出由于变更对今后运行可能产生的危害,并提出消除危害和预防风险的措施。

附 录 G
(资料性附录)

管道泄漏频率统计和推荐可接受标准

国内外管道泄漏频率统计和推荐可接受标准见表 G.1。

表 G.1 管道泄漏频率和推荐可接受标准表

来源	输油管道泄漏频率/ 次/(10 ³ km · a)	输气管道泄漏频率/ 次/(10 ³ km · a)	油气管道整体泄漏频率/ 次/(10 ³ km · a)
美国管道与危险品安全管理局 PHMSA (2012 年)	2.155	0.400	0.906
欧洲 CONCAW 石油组织(2012 年)	0.194	—	0.194
欧洲输气管道失效数据库 EGIG(2001 年~ 2010 年)	—	0.167	0.167
英国陆上管道管理协会(2008 年~2012 年)	—	—	0.122
加拿大运输安全局 TSB(2012 年)	—	—	0.438
国内相关管道企业	2.151	0.193	—
推荐的失效可接受标准	2.0	0.4	—

附 录 H
(资料性附录)
内检测类型和检测用途

针对各类异常的内检测技术的适用性见表 H.1。

表 H.1 内检测器类型和用途对照表

异常	瑕疵/缺陷/ 特征	金属损失检测器			裂纹检测器		变形检测器
		漏磁(MFL)		超声纵波 ^m	超声横波 ^m	环向漏磁	
		标准分辨率 (SR)	高分辨率 (HR)				
金属 损失	外腐蚀	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	检不出
	内腐蚀						
	划痕						
类裂 纹	狭窄轴向外腐蚀	可检出 ^a	可检出 ^a	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	检不出
	应力腐蚀开裂	检不出	检不出	检不出	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	有限检出 ^{a,c} 可判定尺寸 ^b	检不出
	疲劳裂纹	检不出	检不出	检不出	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	有限检出 ^{a,c} 可判定尺寸 ^b	检不出
	直焊缝裂纹等	检不出	检不出	检不出	可检出 ^a 可判定尺寸 ^b	有限检出 ^{a,c} 可判定尺寸 ^b	检不出
	周向裂纹	检不出	可检出 ^c 可判定尺寸 ^b	检不出	可检出 ^a 可判定尺寸 ^{b,d}	检不出	检不出
	氢致裂纹	检不出	检不出	可检出 ^a	有限检出	检不出	检不出
变形	弯折凹陷	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,l}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^f 可判定尺寸
	平滑凹陷	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,l}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^f 可判定尺寸
	鼓胀	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,l}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^f 可判定尺寸
	皱纹、波纹	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,l}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	可检出 ^{e,g}	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	可检出 可判定尺寸 ^b
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	可检出	检不出	检不出	可检出	检不出
	套管(偏心)	可检出	可检出	检不出	检不出	可检出	检不出
	弯管	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 ^b

表 H.1 (续)

异常	瑕疵/缺陷/ 特征	金属损失检测器			裂纹检测器		变形检测器
		漏磁(MFL)		超声纵波 ^m	超声纵波 ^m	环向漏磁	
		标准分辨率 (SR)	高分辨率 (HR)				
部件	支管/带压开孔	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	可检出	检不出	检不出	可检出	检不出
	铝热焊接	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出
	管道坐标	检不出 ^k	可检出 ^k	可检出 ^k	可检出 ^k	可检出 ^k	可检出 ^k
维修特征	A 型套筒	可检出	可检出	检不出	检不出	可检出	检不出
	复合套筒	可检出 ⁱ	可检出 ⁱ	检不出	检不出	可检出 ⁱ	检不出
	复合材料补强	检不出	检不出	检不出	检不出	检不出	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
	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
各种异常	分层	有限检出	有限检出	可检出 可判定尺寸 ^b	有限检出	有限检出	检不出
	夹杂物 (未熔合)	有限检出	有限检出	可检出 可判定尺寸 ^b	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	检不出	可检出 ^j	检不出	检不出	检不出	检不出
	磨痕	有限检出 ^a	有限检出 ^a	可检出 ^{a,b}	可检出 ^{a,b}	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
	环焊缝异常	有限检出	可检出	可检出	可检出 ^d	检不出	检不出
	螺旋焊缝异常	有限检出	可检出	可检出	可检出	可检出	检不出
	直焊缝异常	检不出	检不出	可检出	可检出	可检出	检不出
	疤/毛刺/鼓泡	有限检出 ^a	有限检出	可检出 ^{a,b}	可检出 ^{a,b}	有限检出 ^a	有限检出
^a 受可检测的指示的深度、长度和宽度的限制。 ^b 由检测器的尺寸精度确定。 ^c 闭合裂纹减小了检测概率(POD)。 ^d 传感器旋转 90°。 ^e 检测概率(POD)的减小取决于尺寸与形状。 ^f 如装配设备,也可检测周向位置。 ^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(IMU)。 ^l 量化精度取决于设备。 ^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。							

附 录 I
(资料性附录)
内检测典型性能规格

I.1 几何检测器

几何检测器性能规格见表 I.1。

表 I.1 几何检测性能规格

特征	POD=90％时检测阈值 (％OD)	置信度＝80％时精度 (％OD)	报告阈值 (％OD)
凹陷	0.6％	ID _{red} ＜10％：±0.5％	2％
		ID _{red} ＞10％：±0.7％	
椭圆度	0.6％	ID _{red} ＜5％：±0.5％	5％
		ID _{red} ＝5％～10％：±1.0％	
		ID _{red} ＞10％：±1.4％	
ID:内径 OD:外径 椭圆度:(最大 ID-最小 ID)/公称 OD			
定位精度	轴向距最近的参考环焊缝：±0.2 m		
	轴向距最近的地面参考点(AGM)：±1％		
	环向：±15°		

I.2 弯曲应变性能规格

IMU 测量的性能规格应满足:

- a) 当两个地面 Marker 点之间间距小于 1 km 时,定位精度 ± 1 m;
- b) 单次检测识别的弯曲变形曲率 $> \frac{1}{400D}$ (D 为管径); 重复检测应识别出曲率变化率 $> \frac{1}{2\ 500D}^\circ$ 。

I.3 漏磁检测器性能规格

漏磁检测器性能规格见表 I.2。

表 I.2 漏磁检测器性能规格

轴向采样间距	2 mm 以上如检测器采样频率是固定的,则检测速度越高,间距越大
环向传感器间隔	8 mm~ 17 mm
检测局限性	最小检测深度: 10% WT 深度测量精度: 10% WT
最小速度	0.5 m/s (感应线圈式); 无 (霍尔传感器)
最大速度	4 m/s~ 5 m/s
长度、深度量化精度	均匀金属损失: 最小深度: 10% WT 深度量化精度: $\pm 10\%$ WT 长度量化精度: ± 20 mm 坑状金属损失: 最小深度: (10 ~ 20)% WT 深度量化精度: $\pm 10\%$ WT 长度量化精度: ± 10 mm 轴向沟槽: 最小深度: 20% WT 深度量化精度: (-15 ~ 10)% WT 长度量化精度: ± 20 mm 周向沟槽: 最小深度: 10% WT 深度量化精度: (-10 ~ 15)% WT 长度量化精度: ± 15 mm 轴向狭窄沟槽: 最小深度: 可探测但无法准确报告 周向狭窄沟槽: 最小深度: 10% WT 深度量化精度: (-15 ~ 20)% WT 长度量化精度: ± 15 mm 与焊缝相关的腐蚀: 焊缝附近: 最小深度: 10% WT 深度量化精度: $\pm (10 \sim 20)\%$ WT 位于或穿过焊缝: 最小深度: (10 ~ 20)% WT 深度量化精度: $\pm (10 \sim 20)\%$ WT
宽度量化精度 (环向)	$\pm (10 \sim 17)$ mm
定位精度	轴向 (相对于最近的环焊缝): ± 0.1 m
	轴向 (相对于最近的 AGM): $\pm 1\%$
	环向: $\pm 5^\circ$
置信水平	80%
注: WT 为管材壁厚 (表 I.3、表 I.5、表 I.6、表 I.7 同)。	

1.4 三轴漏磁检测器性能规格

三轴漏磁检测器能区分内部、外部缺陷,并且能够区分制造缺陷与一般金属损失,其性能规格见表 I.3。

表 I.3 三轴漏磁检测器性能规格

序号	精度指标	大面积缺陷 ($4A \times 4A$)	坑状缺陷 ($2A \times 2A$)	轴向凹沟 ($4A \times 2A$)	周向凹沟($2A \times 4A$)
1	检测阈值 (90%检测概率)	5%WT	8%WT	15%WT	10%WT
2	深度精度 (80%置信水平)	$\pm 10\%$ WT	$\pm 10\%$ WT	$\pm 15\%$ WT	$\pm 10\%$ WT
3	长度精度 (80%置信水平)	± 10 mm	± 10 mm	± 15 mm	± 12 mm
4	宽度精度 (80%置信水平)	± 10 mm	± 10 mm	± 12 mm	± 15 mm
注: A 是与壁厚相关的几何参数,当壁厚小于 10 mm 时,A 为 10 mm;当壁厚大于或等于 10 mm 时,A 为壁厚。					

1.5 超声波腐蚀检测器性能规格

超声波腐蚀检测器性能规格见表 I.4。

表 I.4 超声波腐蚀检测器典型性能规格

轴向采样间距	3 mm	
环向传感器间隔	8 mm	
最大速度	2 m/s(当速度大于 2 m/s,轴向分辨率随着速度增大将降低)	
检测能力	一般深度精度: ± 0.5 mm 平板和壁厚测量精度: ± 0.2 mm 轴向分辨率: 3 mm 环向分辨率: 8 mm 最小可探测腐蚀深度: 1 mm	
	最小可 探测点蚀	仅给出腐蚀区域,不报告深度时: 直径: 10 mm 深度: 1.5 mm
		需报告深度时: 直径: 20 mm 深度: 1 mm
定位精度	轴向(相对于最近的环焊缝): ± 0.1 m	
	轴向(相对于最近的 AGM): $\pm 1\%$	
	环向: $\pm 5^\circ$	
置信水平	80%	

1.6 液体耦合裂纹检测器性能规格

液体耦合裂纹检测器性能规格见表 I.5。

表 I.5 液体耦合裂纹检测器

轴向采样间距	3 mm
环向传感器间隔	10 mm
检测局限性	可检测缺陷： 最小长度：30 mm 最小深度：1 mm 检测错边：沿管道轴向 $\pm 15^\circ$ 检测位置：内部、外部、内嵌、母材、直焊缝
检测速度	最大 1.0 m/s (当速度大于 1.0 m/s 时,轴向分辨率降低)
尺寸精度	长度： $\pm 10\%$ WT (对于特征 > 100 mm) ± 10 mm (对于特征 < 100 mm)
	宽度 (对于裂纹场)： ± 50 mm
	深度： 分类级别： $< 12.5\%$ WT (12.5 ~ 25)% WT (25 ~ 40)% WT $> 40\%$ WT
定位精度	轴向 (相对于最近的环焊缝)： ± 0.1 m
	轴向 (相对于最近的 AGM)： $\pm 1\%$
	环向： $\pm 5^\circ$
置信水平	80%

1.7 轮式耦合裂纹检测器性能规格

轮式耦合裂纹检测器性能规格见表 I.6。

表 I.6 轮式耦合裂纹检测器

轴向采样间距	5 mm
环向传感器间隔	(210 ~ 290)mm 取决于检测器尺寸

表 I.6 (续)

检测局限性	可检测缺陷： 最小长度：50 mm 最小深度：25% WT 检测错边：沿管道轴向±10% WT 检测位置： ——距环焊缝大于 50 mm 的管体 ——无法区分内外
检测速度	(0.5 ~ 3)m/s 液体 (1 ~ 3)m/s 气体
定位精度	轴向（相对于最近的环焊缝）：±0.1 m
	轴向（相对于最近的 AGM）：±1‰
	环向：±5°
置信水平	80%

I.8 环向漏磁检测器性能规格

环向漏磁检测器性能规格见表 I.7。

表 I.7 环向漏磁性能规格

轴向采样间距	3.3 mm
环向传感器间隔	4 mm
检测局限性	可检测缺陷： 最小长度：25 mm 最小宽度：0.1 mm 最小深度：25% WT 检测位置： 直焊缝两侧 50 mm 以内，不区分内外
检测速度	(0.2 ~ 2)m/s
定位精度	轴向（相对于最近的环焊缝）：±0.2 m
	轴向（相对于最近的 AGM）：±1‰
	环向：±7.5°
置信水平	80%

附录 J
(资料性附录)

缺陷类型与评价标准适用性对照表

缺陷类型与评价标准适用性对照表见表 J.1。

表 J.1 缺陷类型与评价标准适用性对照表

缺陷类型	推荐标准	
	国内	国外
腐蚀	SY/T 6151 SY/T 6477 SY/T 10048 GB/T 19624	ASME B31G DNV-RP-F101 API 579 BS 7910
划痕	—	API 579 BS 7910 Shannon 方法
管体制造缺陷 ^a	—	API 579 BS 7910 Shannon 方法
凹陷	SY/T 6996	API 1156 API 1160 ASME B31.4 ASME B31.8 CSA Z662
焊缝缺陷 ^b	SY/T 6477 GB/T 19624	API 579 BS 7910
裂纹	SY/T 6477 GB/T 19624	API 579 BS 7910
^a “管体制造缺陷”涵盖的管体缺陷范围很大,评价时宜进一步区分为平面型、体积型或其他类型。 ^b “焊缝缺陷”评价应首先明确缺陷类型(平面型、体积型),对于类型不明宜结合历史失效事故或现场检测进一步验证,或按照平面性缺陷进行评价。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,评价时应重点考虑。		

附 录 K
(资料性附录)
不同类型缺陷修复方法

常见缺陷类型与相关修复方法对应表见表 K.1。

表 K.1 不同类型缺陷修复方法表

缺陷类型 ^a	打磨	A 型 套筒	压缩 套筒	B 型 套筒	复合材 料套筒	沉积焊 接金属	螺栓紧 固夹具	阻止泄 漏夹具	补丁、 缀片	带压开 孔封堵 ^b
1.泄漏(任何原因引起) 或缺陷>0.8 WT	否	否	否	永久	否	否	永久	临时 ^c	否	永久
2.外腐蚀										
2a. 浅 至 中 度 深 坑 ≤0.8 WT	否	永久	永久	永久	永久	永久	永久	否	临时	永久
2b.深坑>0.8 WT	否	否	否	永久	否	否	永久	否	否	永久
2c.焊缝选择性缺陷	否	否	永久	永久 ^d	否	否	永久 ^d	否	临时	否
3.内部缺陷或腐蚀	否	永久 ^e	永久 ^e	永久	永久 ^e	否	永久 ^e	否	否	否
4.划痕或其他管体金属 损失	永久 ^f	永久 ^g	永久 ^g	永久 ^h	永久 ^g	永久 ^g	永久 ^h	否	否	永久
5.电弧灼伤、内含物或 叠层	永久 ^f	永久	永久	永久	永久 ^g	永久 ^g	永久	否	否	永久
6.硬点	否	永久	永久	永久	否	否	永久	否	否	永久
7.凹陷										
7a.平滑凹陷	否	永久 ⁱ	永久 ⁱ	永久	永久 ^j	否	永久	否	否	否
7b.焊缝或管壁应力集 中的凹陷	永久 ^k	永久 ^{g,i,j}	永久 ^{g,i,j}	永久	永久 ^{g,i,j}	否	永久	否	否	永久
7c.环焊缝应力集中的 凹陷	永久 ^k	否	永久 ^{g,i,j}	永久	否	否	永久 ^l	否	否	否
8.裂纹										
8a. 浅裂纹≤0.4 WT	永久 ^f	永久 ^g	永久	永久 ^d	永久 ^g	永久 ^g	永久 ^d	否	临时	永久
8b. 深裂纹>0.4 WT	否	永久 ^g	永久	永久 ^d	永久 ^g	永久 ^g	永久 ^d	否	否	永久
9.焊缝缺陷										
9a.体缺陷	永久 ^f	永久 ^g	永久	永久	永久 ^g	否	永久	否	否	永久
9b.线缺陷	永久 ^f	永久 ^g	永久	永久 ^d	永久 ^g	否	永久 ^d	否	否	永久
9c.电阻焊缝上或附近 缺陷	否	否	永久	永久 ^d	否	否	永久 ^d	否	否	否
10.环焊缝缺陷	永久 ^f	否	否	永久	否	永久 ^m	永久 ^l	否	否	否
11.褶皱、扭曲或屈服	否	否	否	永久 ⁿ	否	否	否	否	否	否

表 K.1 (续)

缺陷类型	打磨	A 型 套筒	压缩 套筒	B 型 套筒	复合材 料套筒	沉积焊 接金属	螺栓紧 固夹具	阻止泄 漏夹具	补丁、 缀片	带压开 孔封堵 ^b
12.鼓泡，HIC	否	永久	永久	永久	否	否	永久	否	否	否
^a 任何缺陷都可以通过换管方式进行修复。 ^b 带压开孔只能用于通过开孔可以去除的小尺寸缺陷。 ^c 阻止泄漏夹具只能用于能被夹具封堵的小泄漏处。 ^d 确保缺陷长度短于压缩套筒的长度。 ^e 确保内部缺陷或腐蚀缺陷没有继续向外部生长；需要对缺陷进行监控或将来进行修复。 ^f 如缺陷金属可以去除或者局部金属损失不多的话，可以进行不超过 0.4 WT 的打磨。 ^g 如损伤的材料已经打磨去除并且通过检验，就可以使用不超过 0.8 WT 的打磨。 ^h 推荐在去除损伤材料后对输送管道进行检验。 ⁱ 推荐使用填充材料和工程疲劳强度评定。 ^j 需要遵守操作规程上对最大凹陷尺寸的限制。 ^k 需要满足操作规程对最大允许打磨量的限制。 ^l 开口套筒夹具应能传递轴向载荷且保证结构完整性。 ^m 对打磨去除的缺陷在焊前和焊后要进行检查。 ⁿ 对凹陷、扭曲等变形缺陷在解除约束应力后尺寸减少的缺陷，宜按照原尺寸评价结论修复。										

附 录 L
(资料性附录)

管道失效事件信息统计表

管道失效事件信息统计表格式见表 L.1。

表 L.1 管道失效事件信息统计表

序号	分类	信息
1	事件基础信息	管道名称
		管道失效日期
		失效发生地点
		桩号
		偏移量,m
		失效发生部位
		失效位置管径,mm
		失效处壁厚,mm
		失效处埋深,m
		失效时压力,MPa
		失效位置环境
		区域等级
		是否高后果区
2	失效模式及原因	失效直接原因
		失效根本原因
		失效事件等级
		失效模式
		失效发现途径
		调查人员信息
		损伤类别
		损伤尺寸
3	事件损失	是否发生爆炸
		是否发生着火
		泄漏量
		泄漏量单位
		死亡人数
		重伤人数
		轻伤人数

表 L.1 (续)

序号	分类	信息
3	事件损失	停输时间, h
		停输损失, 元
		维抢修费用, 元
		油(气)损失, 元
		环境污染损失, 元
		其他损失, 元
		总经济损失, 元
4	管道维护信息	是否进行过压力试验
		压力试验日期
		压力试验介质
		压力试验压力, MPa
		压力试验保压时间, h
		压力试验是否发现异常
		压力试验异常描述
		是否进行过内检测
		内检测日期
		内检测类型
		是否发生内检测异常
		内检测异常描述
		其他检测描述
5	管道抢修信息	维抢修队伍名称
		路上时间, h
		抢修时间, h
		更换管道长度, m
		更换防腐层面积, m ²
		重新焊接长度, m
		更换阀门数量, 个
		其他(文字描述)
		备注

附录 M (资料性附录)

管道完整性管理培训大纲

M.1 初级

初级管道完整性管理能力培训应达到如下要求：

- a) 掌握管道完整性管理的基本理念及基础知识,能够依照标准或体系文件实施完整性管理的各项要求;
- b) 熟悉管道数据的类型,能够编制数据采集方案,并能够配合数据采集项目的开展;正确使用高后果区识别的相关规程;
- c) 了解检测作业的风险及控制措施,能够配合检测作业的开展;了解管体缺陷常见修复方法的具体工序及要求,能够对管体缺陷修复施工进行监管与配合;能够依照标准或体系要求进行巡线和阴极保护系统测试;能够对巡线或测试过程中发现的次标准依照流程进行处理。

M.2 中级

中级管道完整性管理能力培训应达到如下要求：

- a) 掌握完整性管理的基本理念,能够依照标准或体系文件实施完整性的各项要求;能够依据评价结果制定合理的完整性管理决策,能够编制完整性管理方案;
- b) 熟悉管道数据的类型;能够依据完整性管理的要求对数据采集项目提出具体要求,并能够编制和审核数据采集方案;了解完整性管理数据流程;正确使用高后果区识别的相关规程;了解多种风险评价方法优缺点,能从事基础风险评价,并能正确解读评价结果;了解内检测作业的流程、风险及控制措施,能够配合检测作业的开展,熟练掌握检测报告的应用;掌握管体缺陷常见修复方法的具体工序及要求,能够对管体缺陷修复施工进行监管;能够依照标准或体系要求进行巡线和阴极保护系统测试;能够对巡线或测试过程中发现的次标准依照流程进行处理;能够对问题进行原因分析,通过类比发现其他管道的潜在问题。

M.3 高级

M.3.1 培训要求

中级管道完整性管理能力要求应按照符合培训条件的,通过中级能力要求的高级管理人员,应按照不同专业方向进行专业、系统的培训。

M.3.2 完整性综合管理、体系管理方向

培训所达要求:掌握完整性管理的基本理念和知识,能够依照标准或体系文件实施完整性管理的各项要求;能够依据评价结果制定合理的完整性管理决策,能够编制完整性管理方案;能够独立开展或者指导团队开展管道完整性管理工作。

M.3.3 数据管理方向

培训所达要求:能够准确读取、分析数据;熟悉管道数据的类型;能够依据完整性管理的要求对数据

采集项目提出具体要求,并能够编制和审核数据采集方案;依据完整性管理数据现状优化数据流程。

M.3.4 风险评价与高后果区识别管理方向

培训所达要求:正确使用高后果区识别的相关规程;能够依据管道不同特点选择评价方法;熟悉不同的评价方法并根据管道特点选择适合的评价方法;能够开展管道综合风险评价,编制和审核风险评价报告。

M.3.5 管道检测与评价管理方向

培训所达要求:掌握检测技术的基本原理与缺陷评价方法;掌握现场检测作业的风险识别及控制措施;能够合理选择内检测器种类并配合内检测作业的开展;熟知内检测信号特征,内检测器数据性能评价;选择缺陷评价方法开展完整性评价并掌握检测报告的应用;熟悉目前通用的缺陷评价方法;能够组织内外检测作业;能够组织并编写管道完整性评价报告。

M.3.6 管体缺陷修复管理方向

培训所达要求:了解管体缺陷修复相关标准具体条款的制定原则;管体缺陷修复程序和标准制定的原则;提供推荐性的缺陷修复计划,其中包括能够参考管体缺陷施工管理的经验和修复方法;在实际情况无法满足标准规定时需要以管体缺陷修复相关标准为准制定,对施工方案提出建议,以满足管体缺陷修复相关标准具体条款的制定原则及原因;能够根据管体缺陷的程度及标准规定选择适用的修复方法;以及现场开挖及修复报告。

M.3.7 管道日常管理方向

培训所达要求:

- a) 能够掌握管道腐蚀以及防腐措施所涉及的相关标准;
- b) 能够依照标准或体系要求进行巡线和阴极保护系统测试;
- c) 能够对巡线或测试过程中发现的次标准依照流程进行处理;
- d) 能够对问题进行原因分析,通过类比发现其他管道的潜在问题;
- e) 能够对存在的问题提出治理措施,对潜在问题提出预防措施。

M.4 培训和认证要求

各级能力要求和培训大纲明细例表见表 M.1。

表 M.1 管道完整性管理培训能力大纲明细例表

项目	资格要求	专业能力	培训大纲	要求
初级	从事管道完整性相关工作1年以上或2年以上相关工作经验	风险评价与高后果区识别管理	风险识别与评价基础; 高后果区识别技术; 地质灾害风险管理概述及调查识别	相关岗位工作满2年的人员直接通过确认;不足2年的人员参加完相关培训后通过考试认证
		管道检测与评价管理	内检测基础知识; 外检测基础知识; 清管技术基础,特别是内检测前的清管技术基础	相关岗位工作满2年的人员直接通过确认;不足2年的人员参加完相关培训后通过考试认证

表 M.1 (续)

项目	资格要求	专业能力	培训大纲	要求
中级	具有相关知识背景，从事完整性管理工作2年以上或从事管道管理工作5年以上	风险评价与高后果区识别管理	管道风险评价技术； 管道风险评价相关法规及标准规范； 风险评价方法应用； 地质灾害调查与识别	参加完相关培训后通过考试确认
		管道检测与评价管理	管道内检测基本原理及应用； 缺陷评价技术基础	参加完相关培训后通过考试确认
高级	具有相关技术背景的高级管理人员。管道从事完整性管理工作3年以上	风险评价与高后果区识别管理	管道风险评价； 地质灾害调查与识别； 风险识别与评价； 高后果区识别标准	参加完相关培训后通过面谈进行相关确认
		管道检测与评价管理	管道内检测管理； 管道工程适用性评价技术； 管道外检测管理	参加完相关培训后通过面谈进行相关确认

M.5 培训教师的要求

培训教师的要求如下：

a) 一般培训师应满足其中之一：

- 1) 在管道完整性领域具备5年以上工作经验，具备工程师及以上资质；
- 2) 编制过完整性技术与管理相关的行业标准或参与过国家标准编写；
- 3) 培训机构中在管道完整性管理方向具有3年以上培训经验；
- 4) 达到完整性高级培训要求的可培训初级、中级课程。

b) 高级培训师应满足其中之一：

- 1) 在管道完整性领域具备10年以上工作经验，具有高级工程师及以上资质，研究成果在工程上应用；
- 2) 编制过完整性技术与管理相关的国家标准或参与过国际标准、出版完整性类的中英文专著；
- 3) 开展过一般水平培训5年以上，并经高级培训师3人以上推荐。

参 考 文 献

- [1] GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定
 - [2] GB 50253 输油管道工程设计规范
 - [3] SY/T 6151 钢制管道管体腐蚀损伤评价方法
 - [4] SY/T 6477 含缺陷油气输送管道剩余强度评价方法
 - [5] SY/T 6996 钢质油气管道凹陷评价方法
 - [6] SY/T 10048 腐蚀管道评估的推荐作法
 - [7] API 579 Fitness-for- service
 - [8] API 1156 Effects of smooth and rock dents on liquid petroleum pipelines
 - [9] API 1160 Managing system integrity for hazardous liquid pipelines
 - [10] ASME B31.4 Pipeline transportation systems for liquids and slurries
 - [11] ASME B31.8 Gas transmission and distribution piping systems
 - [12] ASME B31G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines
 - [13] BS 7910 Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures
 - [14] CSA Z662 Oil and gas pipeline systems
 - [15] DNV-RP-F101 Corroded pipelines
 - [16] NACE SP0110 Wet gas internal corrosion direct assessment methodology for pipelines
 - [17] NACE SP0204 Stress corrosion cracking (SCC) direct assessment methodology
 - [18] NACE SP0206 Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas
 - [19] NACE SP0208 Internal corrosion direct assessment methodology for liquid petroleum pipelines
 - [20] NACE SP0502 Pipeline external corrosion direct assessment methodology
 - [21] Shannon 方法 The failure behaviour of line pipe defects
-