



中华人民共和国国家标准

GB/T 47764—2026

城镇燃气输配管道完整性管理规范

Integrity management specification of city gas distribution pipeline

2026-07-02 发布

2027-02-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言.....Ⅲ

1 范围.....1

2 规范性引用文件.....1

3 术语和定义.....2

4 基本要求.....4

5 完整性管理体系.....4

6 数据采集与整合.....5

7 重点区域识别.....7

8 风险评估.....9

9 检测监测与评价.....10

10 风险控制.....13

11 效能评价.....15

12 日常管理.....15

13 失效管理.....17

14 改造、停用与废弃.....17

15 数据管理.....18

附录 A（规范性） 完整性管理体系建设要求.....20

附录 B（资料性） 数据采集、整合与管理清单.....27

附录 C（资料性） 重点区域识别记录表与清单.....37

附录 D（资料性） 燃气输配管道风险评估方法.....38

附录 E（规范性） 燃气输配管道检测与监测方法.....44

附录 F（资料性） 燃气输配管道适用性评价方法.....51

附录 G（资料性） 燃气输配管道常用风险控制措施.....54

附录 H（资料性） 完整性管理效能评价指南.....57

附录 I（资料性） 日常巡查记录表格.....66

附录 J（资料性） 失效事件管理信息统计表.....75

附录 K（资料性） 完整性管理相关报告内容要求.....79

参考文献.....81

前 言

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国锅炉压力容器标准化技术委员会(SAC/TC 262)提出并归口。

本文件起草单位：中国特种设备检测研究院、中国市政工程华北设计研究总院有限公司、深圳市燃气集团股份有限公司、港华投资有限公司、东莞新奥燃气有限公司、安徽省特种设备检测院、上海燃气有限公司、国家石油天然气管网集团有限公司、上海天然气管网有限公司、江苏省特种设备安全监督检验研究院、中石油昆仑燃气有限公司、中国石油大学(北京)、上海市特种设备监督检验技术研究院有限公司、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司输气管理处、福建省锅炉压力容器检验研究院、国家管网集团北方管道有限责任公司、重庆市特种设备检测研究院、广西北部湾新奥燃气发展有限公司、浙江省白马湖实验室有限公司、华油惠博普科技股份有限公司北京分公司、陕西燃气集团工程有限公司、中特检深燃安全技术服务(深圳)有限公司、达州华润燃气有限公司、国家石油天然气管网集团有限公司科学技术研究总院分公司、管网集团(徐州)管道检验检测有限公司、北京市科学技术研究院城市安全与环境科学研究所、内江市检验检测中心、中国石油集团工程材料研究院有限公司、中国市政工程西南设计研究总院有限公司、中国石油西南油气田公司安全环保与技术监督研究院、国机特种设备检验有限公司、重庆燃气集团股份有限公司、浙江省特种设备科学研究院。

本文件主要起草人：何仁洋、王俊强、李颜强、杨绪运、杨光、孟涛、席丹、陈金忠、杜建梅、陈江、宋高峰、郎满囤、戴联双、肖勇、耿丽媛、李志宏、杨永、燕冰川、左延田、毕逢东、安建川、刘哲、甘霖、石秀山、王连、蒋卡克、李想、梁航、殷朋、薛庆、周吉祥、都业强、单克、杨梅、陈仲波、蒋浩、马卫锋、许好好、帅义、孙伟栋、白光、李磊祚、王维斌、何勇、王德国、高健、梅琳、罗云建、叶宇峰、宋玉银、陈炜、陈潇、宋冬寒、梁春雷、姚登樽、杨玉锋、高畅、罗艳龙。

城镇燃气输配管道完整性管理规范

1 范围

本文件规定了城镇燃气输配管道完整性管理体系、数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险控制、效能评价、日常管理、失效管理、改造、停用与废弃、数据管理等内容。

本文件适用于城镇燃气输配系统中门站、储配站、其他气源厂站等燃气厂站至用户引入管阀门之间或厂站之间公用性质的燃气管道及其附属设施的完整性管理。附属设施包括阀室(井)、调压站(含调压箱)、凝水缸、阴极保护装置等,适用的燃气管道范围见图 1。

本文件不适用于城镇燃气门站之前的长输燃气管道,以及除调压站之外的城镇燃气其他气源厂站内工艺管道及其附属设施的完整性管理。

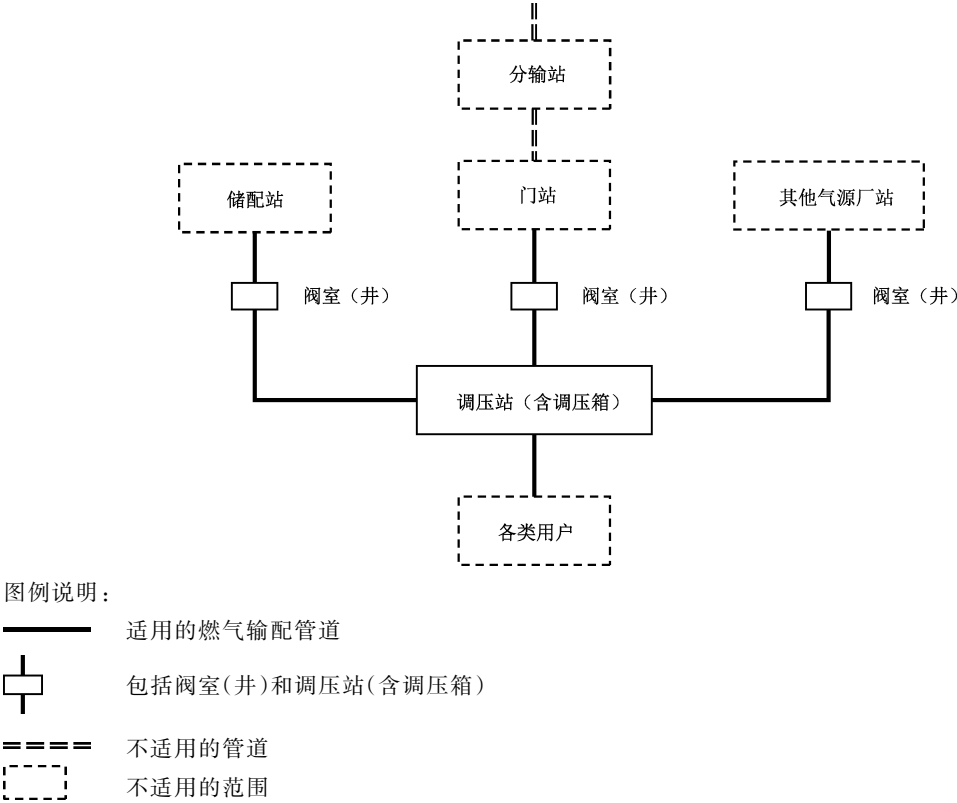


图 1 本文件适用的燃气管道范围

2 规范性引用文件

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

- GB/T 19285 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验
- GB/T 27512 埋地管道风险评估方法
- GB/T 27699 钢质管道内检测技术规范

GB/T 29461 聚乙烯管道电熔接头超声检测
GB/T 29639 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则
GB/T 30582 基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价
GB 32167 油气输送管道完整性管理规范
GB/T 34349 输气管道内腐蚀外检测方法
GB/T 35090 无损检测 管道弱磁检测方法
GB/T 36676 埋地钢质管道应力腐蚀开裂(SCC)外检测方法
GB/T 36701 埋地钢质管道管体缺陷修复指南
GB/T 37368 埋地钢质管道检验导则
GB/T 37369 埋地钢质管道穿跨越段检验与评价
GB 50026 工程测量标准
GB 50028 城镇燃气设计规范
GB/T 51455 城镇燃气输配工程施工及验收标准
GB/T 51474 城镇燃气设施运行、维护和抢修安全技术标准
GB 55009 燃气工程项目规范
CJJ 61 城市地下管线探测技术规程
CJJ/T 147 城镇燃气管道非开挖修复更新工程技术规程
CJJ/T 215 城镇燃气管网泄漏检测技术规程
JB/T 10662 无损检测 聚乙烯管道焊缝超声检测
JB/T 12530(所有部分) 塑料焊缝无损检测方法
NB/T 47013(所有部分) 承压设备无损检测
TSG D7003 压力管道定期检验规则——长输管道
TSG D7004 压力管道定期检验规则——公用管道

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

燃气输配管道完整性管理 **gas distribution pipeline integrity management**

对城镇燃气输配管道的风险因素进行识别和评价,采取各种风险控制措施,持续改进,将风险控制在可接受范围内,最终实现安全、可靠、经济运行的目的。

3.2

完整性管理体系 **integrity management system**

企业制定完整性管理目标以及确定实现预期结果所需过程和资源的活动,由一套相互关联、相互作用的要素构成。

3.3

完整性管理计划 **integrity management plan**

企业根据当前内部和外部环境条件,提出未来一定时期内完整性管理活动的目标和实施方案,并形成管理文件在企业内部组织实施。

3.4

燃气企业 **gas utility**

从事城镇燃气输配管道建设、运维、管理的企业。

3.5

管道和附属设施属性 attribute of pipeline and affiliated facilities

管道和附属设施对象与其性质之间关系的统称。

注：管道和附属设施属性包括基本特征、材料、位置、压力、工程建设、使用和管理状态等属性，是数据采集和分类管理的基础。

3.6

数据对齐 data aligning

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

[来源：GB/T 42033—2022, 3.7]

3.7

重点区域 key areas

燃气管道失效可能导致严重人员伤亡或环境破坏，需要重点巡查和风险控制区域。

注1：重点区域包括燃气管道途经的公众聚集场所、易燃易爆场所、燃气容易聚集的密闭空间，以及最小保护或最小控制范围内从事危及管道安全活动的区域。

注2：公众聚集场所指学校、幼儿园以及医院、车站、客运码头、商场、体育场馆、展览馆、公园等场所（引自《中华人民共和国特种设备安全法》第四章第五十七条）。

注3：途经指燃气管道直接穿越重点区域，或GB 55009规定的燃气管道中心线两侧最小保护和最小控制范围内存在重点区域。

3.8

中心线测量 center line mapping

利用搭载在内检测器上的惯性导航单元、地下管线位置探测和地面测绘等定位仪器，结合全球导航卫星系统（GNSS）和载波相位实时动态差分定位技术（RTK），测量地下管线点及附属设施的平面坐标、高程、埋深等位置数据，分析并绘制管线平面图和断面图的过程。

[来源：GB/T 27699—2023, 3.4, 有修改]

3.9

效能评价 performance measurement

对燃气输配管道完整性管理执行结果或进程质量好坏、作用大小、自身状态等效率指标的量化计算或结论性评价。

[来源：GB 32167—2015, 3.21, 有修改]

3.10

基线检测 baseline inspection

管道中交后实施的第一次检测，包括中心线测量，具备内检测条件的钢质管道还包括管体变形和金属损失等检测活动。

注：中交指工程项目的中间交接，由施工单位向建设单位进行的阶段性交付。该阶段工程项目尚未达到最终竣工验收标准，但已经具备试运行条件。

[来源：GB 32167—2015, 3.6, 有修改]

3.11

勘测 exploration

采用测量仪器现场调查地下燃气管道沿途地形和自然环境情况，以确定管道周围土体移动、自然灾害、环境变化等安全隐患信息，并编制现况调绘图。

3.12

第三方损坏 third-party damage

燃气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。

[来源:GB 32167—2015,3.20,有修改]

3.13

失效管理 failure management

对丧失原设计规定功能或结构变化造成一定损失的管道及附属设施进行调查识别、原因分析和
管理控制的过程。

注：失效管理包括泄漏、损坏或性能下降等的管理。

4 基本要求

- 4.1 完整性管理应贯穿于燃气管道设计、制造、施工、投产、运行、改造和废弃等全生命周期的各
阶段。
- 4.2 燃气企业开展完整性管理工作时,应根据自身特点和管理需求,针对燃气管道完整性管理流程、
模式、关键环节和具体要求,建立完整性管理体系。
- 4.3 燃气企业应根据完整性管理要素,周期性开展完整性管理体系审核工作,并持续改进。
- 4.4 燃气企业应规定完整性管理的组织机构以及相关岗位职责,并对完整性管理从业人员进行
培训,从组织、管理、技术和经费等方面为完整性管理实施提供保障。
- 4.5 燃气企业宜根据企业规模、管理现状等自身情况制定完整性管理目标和工作计划。
- 4.6 燃气企业宜根据管道材质、压力等级、使用年限、沿线环境情况等属性,对管道实施基于风险的
分类分级管理。
- 4.7 燃气企业应开展泄漏、第三方损坏、地质与自然灾害等专项失效管理。
- 4.8 燃气企业应建立管道完整性管理信息系统,并与燃气企业其他信息系统有机融合。
- 4.9 完整性管理工作流程应包括数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险
控制、效能评价六个环节,见图 2。

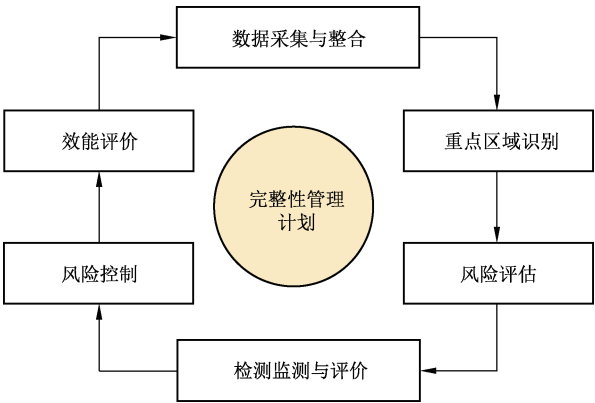


图 2 完整性管理工作流程

5 完整性管理体系

5.1 体系建设

- 5.1.1 燃气企业应按照附录 A 的规定从管理、技术、信息平台三个方面建立完整性管理体系。
- 5.1.2 完整性管理体系构建应遵循下列原则：
- a) 以企业现行管理体系为基础；
 - b) 体系要素融入完整性管理全过程；
 - c) 始终基于风险管理思维；

d) 以“计划-执行-检查-改进”(PDCA)循环模式持续改进。

5.1.3 燃气企业应按完整性管理的基本要求编制体系文件,体系文件应能支撑完整性管理工作,宜从管理手册、程序文件、作业文件三个层级编制,并根据体系运行需求不断完善。

5.2 体系运行

5.2.1 燃气企业每年应制定完整性管理计划。

5.2.2 完整性管理计划宜结合管道生产经营情况,依据管道的压力等级、材质、失效模式、风险水平、使用年限等制定。完整性管理计划应至少包括下列内容:

- a) 目标和范围;
- b) 完整性管理工作需求分析;
- c) 工作计划。包括数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险控制、组织机构建设、体系文件制修订、人员技能培训、效能评价、变更管理、质量控制、交流沟通、记录与文档等内容。

5.2.3 完整性管理计划编制工作应由燃气企业安全运行管理部门或成立专门的完整性管理小组完成,必要时,可邀请本领域内的专业技术人员参加编制工作,最终由完整性管理工作负责人进行确认。

5.2.4 完整性管理计划执行过程产生的各项记录应及时归档。

5.3 体系审核

5.3.1 燃气企业应定期开展完整性管理体系审核工作,并应重点审核下列内容:

- a) 体系有效性;
- b) 与政策法规符合性;
- c) 改进措施及实施效果。

5.3.2 完整性管理体系审核应由燃气企业的最高管理者组织,审核方式包括年度审核和专项审核。

5.3.3 年度审核应由燃气企业内经过专业培训合格的人员执行,也可委托具有体系审核能力的机构或邀请外部专业技术人员执行。

5.3.4 燃气企业应制定审核程序,并应至少包括下列内容:

- a) 审核目的、准则、范围、频次;
- b) 审核方案;
- c) 审核计划;
- d) 对审核中发现的问题采取针对性的纠正和预防措施;
- e) 验证纠正和预防措施的有效性;
- f) 记录审核结果,编制审核报告。

5.3.5 燃气企业发生安全生产事故时,应根据事故原因对相应要素开展专项审核。

5.3.6 出现下列情况之一时,应立即开展体系审核:

- a) 组织机构和职能分配有重大调整;
- b) 完整性管理体系文件发生重大变更。

6 数据采集与整合

6.1 一般要求

6.1.1 数据采集与整合工作应从设计阶段开始,并在燃气管道全生命周期中持续进行。

6.1.2 采集数据应客观、真实、准确,并能满足完整性管理各环节数据分析与评价需求。

6.1.3 数据采集与整合应规定数据采集内容和方法、数据整合方法、数据质量和精度要求,明确数据采集种类和属性,并统一数据格式。燃气管道数据采集清单见附录 B。

6.2 数据采集

6.2.1 数据采集内容

6.2.1.1 数据采集范围包括管道和附属设施建设期数据、运行维护数据、检测监测与评价数据、失效数据、停用与废弃数据等。

6.2.1.2 管道和附属设施设计、制造、安装与竣工等建设期数据采集应至少包括下列内容:

- a) 设计文件、设计变更;
- b) 管道元件和安全附件制造质量证明文件和型式试验资料,有监督检验要求的应收集监督检验证书;
- c) 管道和附属设施安装竣工验收资料,包括施工过程记录、焊接工艺文件、无损检测文件、阴极保护、隐蔽工程验收记录等数据;
- d) 管道测量数据,包括管道地理坐标、高程、埋深数据,宜标注管道环焊缝、管件、附属设施、拐角点、边界点等中心坐标数据,与沿线地上公路、铁路、河流、建(构)筑物等交汇点坐标数据,以及与沿线地下管线和地下基础设施等交汇点坐标和垂直间距数据;
- e) 管道安装监督检验报告、工程质量检验和评定报告;
- f) 必要时,勘测管道沿线影响管道安全的地质与自然灾害。

6.2.1.3 管道和附属设施运行维护数据采集应至少包括下列内容:

- a) 运行日志及工艺记录,运行条件变化和管理变更记录,异常及处理情况记录、重要监测数据、日常维护资料等;
- b) 地区等级、人口现状、地形地貌变化、杂散电流干扰、土壤腐蚀性、历史调查记录等;
- c) 改造或修理资料,包括设计和施工方案、竣工验收资料,以及改造、修理记录及检验资料;
- d) 运行管理及程序变更文件。

6.2.1.4 管道和附属设施检测监测与评价数据采集应至少包括下列内容:

- a) 定期检验、专项检测报告;
- b) 年度检查报告;
- c) 日常巡查记录;
- d) 重点区域识别与风险评估报告;
- e) 安全附件的检定和校准资料;
- f) 其他检测监测报告。

6.2.1.5 管道和附属设施失效数据采集内容应至少包括下列内容:

- a) 腐蚀老化、操作不当等原因导致的管道泄漏失效数据;
- b) 第三方损坏数据;
- c) 地质与自然灾害损坏数据;
- d) 牺牲阳极或外加电流阴极保护失效数据;
- e) 燃气安全事故或管道失效事件统计和分析报告等数据;
- f) 其他失效数据。

6.2.1.6 管道和附属设施停用与废弃数据采集应至少包括下列内容:

- a) 管道和附属设施属性;
- b) 停用时间和原因;

- c) 停用和废弃处置方法；
- d) 停用和废弃管道的日常管理资料。

6.2.2 数据采集方法

6.2.2.1 管道中心线、设备设施信息和周围环境数据应采用工程测量、现场调查、检测与监测等方法采集。

6.2.2.2 地下管线图、带状地形图等数据应采用工程测量方法绘制,测量要素和内容、数据格式、精度要求、成图比例尺等应符合 GB 50026 的规定。

6.2.2.3 管道和附属设施周围环境数据应通过定期现况调绘、探勘、探查等现场调查方法采集,并编制现况调绘图。新建管道重点调查周围地形、地貌、交通、相邻地下市政设施分布与埋设情况,以及可能存在的安全隐患等信息,在役管道重点调查环境发生变化的区域。

6.2.2.4 新建管道应测量管道中心线,并在回填前完成。中心线测量坐标数据应按照 GB 50026 或 CJJ 61 的要求,采用 CGCS 2000 国家大地坐标和 1985 国家高程基准,坐标精度达到测绘标准要求,采用其他基准时应建立换算关系。管道管顶埋深应在回填后及时测量。

6.2.2.5 在役管道应定期采集和更新相关数据,采集方法应符合下列要求:

- a) 具备内检测条件的管道,宜选用惯性导航测绘方法确定管道中心线,通过定期内检测采集管道本体特征、异常、缺陷等信息;
- b) 不具备内检测条件的管道,宜采用地面测绘方法或 CJJ 61 规定的地下管线探测方法确定管道坐标,通过定期外检测或日常巡查等方式采集管道异常信息;
- c) 不能确定位置的管道,应采用开挖确认、资料分析或其他有效方法确定其中心线位置。

6.2.2.6 改线或更新改造管道应按照 6.2.2.4 测量新的中心线,并及时进行数据更新。

6.3 数据整合

6.3.1 管道和附属设施数据采集完成后,应及时开展数据整合。管道数据整合应以中心线测量数据或内检测数据为基准,对相关附属设施、生产运行、周边环境、定期检测等数据进行对齐。

6.3.2 完成内检测的管道,数据对齐应以环焊缝或管件编码为基准;未开展内检测的管道,数据对齐应以测绘数据为基准。当测绘数据精度不能满足要求时,应补充测绘更新中心线坐标。

7 重点区域识别

7.1 一般要求

7.1.1 燃气管道重点区域为途经公众聚集场所、易燃易爆场所、燃气容易聚集的密闭空间,以及最小保护或最小控制范围内从事危及管道安全活动的区域。燃气企业应分类分区域识别管道重点区域,识别完成后应分级。

7.1.2 重点区域识别应由燃气企业自行开展,识别间隔周期不应超过 12 个月。

7.1.3 重点区域识别人员应熟悉管道沿线情况,并应接受相关培训。

7.2 识别准则

7.2.1 燃气企业应根据管辖区域行政划分和压力等级,将燃气管道划分为若干个区块,分别进行重点区域识别。识别单元应符合下列要求:

- a) 超高压燃气管道(最高工作压力 >4.0 MPa)中心线两侧各 200 m 控制区范围内,任意划分为 1.6 km 长并能包括最多供人居住的独立建筑物数量的地段;

- b) 高压燃气管道(1.6 MPa<最高工作压力≤4.0 MPa)中心线两侧各 50 m 控制区范围内,任意划分为 1.6 km 长并能包括最多供人居住的独立建筑物数量的地段;
- c) 次高压和部分中压燃气管道(0.1 MPa<最高工作压力≤1.6 MPa)中心线两侧各 15 m 控制范围内,任意划分为 1.6 km 长并能包括最多供人居住的独立建筑物数量的地段;
- d) 经调压箱进入庭院的部分中压和低压燃气管道(最高工作压力≤0.1 MPa)中心线两侧各 5 m 控制范围内,任意住宅区、道路、商业区、市场、医院、学校等独立地段。

7.2.2 重点区域识别可采用地理信息系统识别和现场调查相结合的方式,并在重点区域识别报告中明确。

7.2.3 识别出的重点区域按照后果严重程度进行等级划分,见表 1。

表 1 燃气管道重点区域识别分级表

管道类型	识别项	分级 ^a
高压及以上燃气管道	a) 管道敷设于四级地区。 b) 管道最小保护范围内有易燃易爆场所。 c) 管道穿越人员活动频繁,且容易燃气聚集的地下空间。 d) 在管道最小保护范围内建设建(构)筑物、爆破或取(堆)土作业、倾倒或排放腐蚀性物质、放置易燃易爆危险物品等危及管道安全的活动	Ⅲ级
	e) 管道敷设于三级地区。 f) 管道最小控制范围内有易燃易爆场所。 g) 管道穿越不满足Ⅲ级的其他类型地下空间	Ⅱ级
	h) 管道最小控制范围内有人员居住的建(构)筑物区域。 i) 在管道最小控制范围内从事危及管道安全的活动。 j) 在管道最小控制范围内存在轨道交通、油气管线、自然灾害频繁等情况的区域	I级
次高压及以下燃气管道	a) 管道敷设于公众聚集的大型建(构)筑物下面。 b) 管道途经公众聚集场所中容易燃气聚集的地下空间。 c) 在对应压力等级的管道最小保护范围内建设建(构)筑物、爆破或取土作业、倾倒或排放腐蚀性物质、放置易燃易爆危险物品等危及管道安全的活动	Ⅲ级
	d) 对应压力等级的管道最小控制范围内有公众聚集场所。 e) 对应压力等级的管道最小控制和保护范围内有易燃易爆场所	Ⅱ级
	f) 在对应压力等级的管道最小控制范围内从事危及管道安全的活动。 g) 与其他铁路、公路等建(构)筑物、相邻管道间距不满足 GB 55009 和 GB 50028 要求的管段。 h) 管道最小控制范围内存在轨道交通、油气管线、自然灾害频繁等情况的区域	I级
	地区等级按照 GB 50028 的规定执行。管道最小保护和最小控制范围按照 GB 55009 的规定执行。低压和中压、次高压、高压及以上管道的最小保护范围分别为 0.5 m、1.5 m、5 m,最小控制范围分别为 0.5 m~5.0 m、1.5 m~15.0 m、5 m~50.0 m	
	^a 识别项满足任何一条,确定为重点区域。重点区域分为三级,Ⅲ级表示最大的严重程度,I级表示最小的严重程度。	

7.3 重点区域管理

7.3.1 燃气企业应根据重点区域等级,制定相应的管理措施,Ⅲ级重点区域应制定专项应急预案。

7.3.2 燃气管道重点区域应采取动态管理方式,识别发现的重点区域应及时登记并重点管理。当管

道及周边环境发生变化,可能对安全管理带来新的风险时,应及时重新识别;当重点区域消除时,应及时消项。

7.3.3 重点区域应做好记录和存档,重点区域识别记录表与清单格式见附录 C。

7.3.4 因土地使用变更、人口密度增加或城镇区域发展导致地区等级升级的燃气管段,应按升级后的地区等级进行重点区域识别和管理。

8 风险评估

8.1 一般要求

8.1.1 燃气企业应定期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,并根据结果确定风险控制措施的优先顺序。

8.1.2 最高工作压力大于 0.1 MPa 燃气管道投产后的首次风险评估时间不宜超过 3 年,并同时确定下次风险评估时间;最高工作压力不大于 0.1 MPa 燃气管道的风险评估,燃气企业可根据运行情况确定评估时间。

8.1.3 属于下列情况之一的燃气管道,应及时开展风险评估:

- a) 达到设计工作年限的;
- b) 发生较大及以上事故的;
- c) 存在安全重大隐患的;
- d) 输送介质种类、运行工艺条件发生重大变化的;
- e) 可能导致大面积或重点用户停气的。

8.1.4 风险评估确定为重大风险的单元,在实施风险控制措施前,宜对措施的有效性进行风险再评估。

8.1.5 属于燃气压力管道的风险评估应按 TSG D7004 的相关要求实施,不属于燃气压力管道的风险评估可由具备评估能力的燃气企业或第三方机构实施。

8.1.6 燃气管道风险评估工作应由经过专业培训的技术人员完成。

8.2 评估方法

8.2.1 风险评估应以燃气管道和附属设施本体安全状况为主,可采用一种或多种评估方法,评估方法选择及过程要求见附录 D,燃气管道风险评估方法按照 GB/T 27512 执行。

8.2.2 风险评估方法确定后,评估人员应确定评估模型的输入和输出参数、适用条件,并列入评估实施方案中,数据收集过程中应保证数据充分和准确,评估结束后应将相关信息写入评估报告中。

8.2.3 小型燃气企业可采用检查表、指标评估法等定性和半定量风险评估相结合的方法,制定详细的风险评估作业指导书,以指导日常管理人员的风险评估工作。

8.3 评估流程

8.3.1 燃气管道风险评估的流程见图 3。关键步骤为数据收集、危害因素识别、单元划分、风险计算、提出风险控制措施、风险再评估(可选)和编制风险评估报告。

8.3.2 风险评估应同时关注失效可能性(S)和失效后果(C)。评估人员应根据划分的单元和识别到的危害因素,分析每种危害因素的失效频率和后果潜在影响,计算每个单元风险值 $R=S \times C$,并判定风险等级。

8.3.3 管道单元风险等级应根据燃气企业管道整体风险水平和风险可接受准则确定,风险分级见 D.6。

8.3.4 燃气企业管道的风险可接受准则可参考下列相关信息进行确定：

- a) 国家法律法规和燃气行业相关要求；
- b) 国内外燃气行业发布的风险可接受准则；
- c) 燃气企业历史经验判定的风险可接受水平；
- d) 降低风险的成本和后果影响。

8.3.5 当管道单元的风险水平超过可接受准则时,应及时采取相应的风险控制措施。

8.3.6 评估人员完成风险评估工作后,应及时出具评估报告。

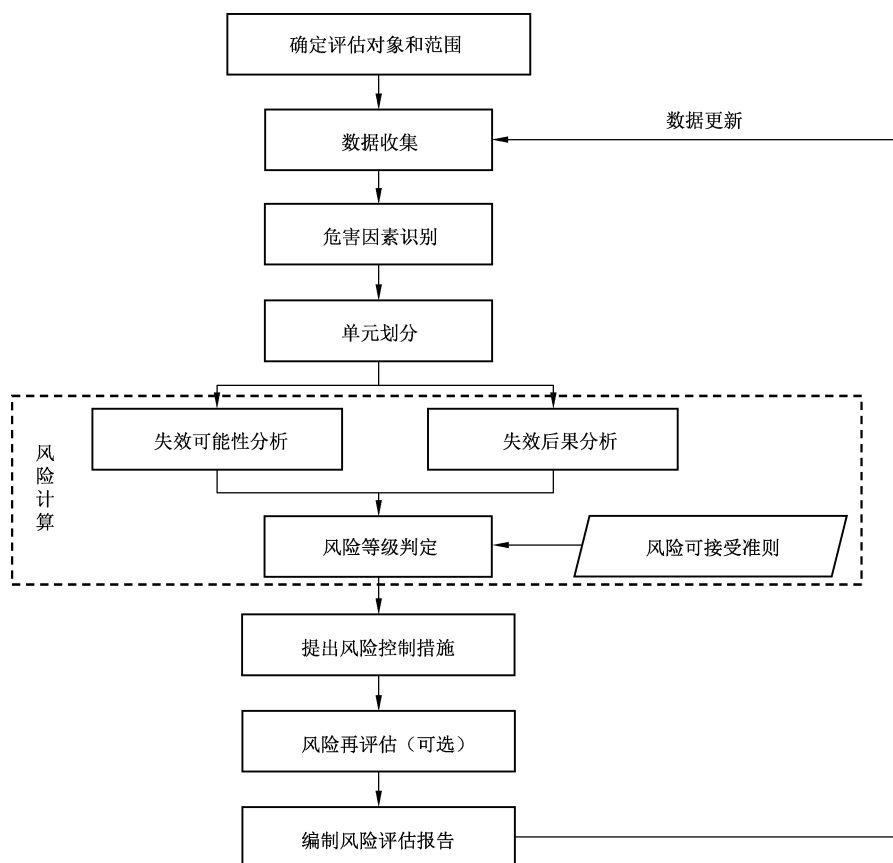


图3 风险评估流程

9 检测监测与评价

9.1 一般要求

9.1.1 燃气管道应根据重点区域识别和风险评估结果,定期开展检验检测、监测与评价工作。

9.1.2 燃气管道检验检测与评价工作宜分为定期检验、专项检测和日常巡查,实施工作应由燃气企业负责组织,日常巡查和定期检验中的年度检查可由燃气企业自行实施。

9.1.3 燃气管道检验检测、监测与评价工作应由经过专业培训的技术人员完成,并出具报告。其中从事燃气压力管道检验检测的机构和人员,资质要求应满足特种设备相关法律法规的规定。

9.1.4 燃气管道检验检测、监测与评价使用的设备、仪器和测量工具应在有效的检定或校准期内。

9.1.5 新建燃气压力管道应按照 TSG D7004 要求在规定时间内完成首次定期检验,在役燃气压力管道应根据定期检验结果确定下次检验时间。局部燃气管段泄漏、地质与自然灾害等专项检测或监测周期应根据风险评估结果和管道实际情况确定。

9.1.6 燃气压力管道定期检验可采用资料审查、现场检测、适用性评价等常规检验方法,或基于风险的检验方法。定期检验应在年度检查的基础上开展,执行定期检验的年度可不进行年度检查。

9.1.7 实施基于风险的检验时,应根据风险评估结果制定并优化检验方案。

9.1.8 燃气管道开展的专项检测、局部区段检测等形成的报告可供定期检验参考。

9.1.9 具备内检测条件的新建燃气压力管道,应在投产前完成首次内检测工作。

9.2 方案制定

9.2.1 现场检验检测与监测工作开展前,应在数据收集的基础上,结合管道的使用情况,制定详细的检验检测与监测实施方案,并应包括下列内容:

- a) 管道基本情况、检验检测与监测目的和范围;
- b) 依据规范和标准;
- c) 参与人员要求与分工;
- d) 检验检测与监测流程;
- e) 检验检测与监测内容、方法、比例或数量等;
- f) 记录与报告要求;
- g) 管道使用单位配合项目;
- h) 安全注意事项。

9.2.2 燃气企业自行开展管道检验检测与监测工作时,相关实施方案应由本企业相关负责人审核批准后实施;委托外部检验检测单位开展时,实施方案应征求燃气企业意见,并经检验检测单位技术负责人或授权人审查批准后实施。

9.3 检验检测实施

9.3.1 燃气管道应结合其材质类型、压力等级、损伤模式和风险水平,按照附录 E 选择一种或多种合适的检测方法实施。方法选择符合下列规定:

- a) 燃气管道所有现场检测工作均应开展宏观检查;
- b) 具备内检测条件的燃气管道,应优选内检测;采用内检测时,还应对腐蚀防护系统和沿线杂散电流干扰状况检测评价;
- c) 不具备内检测条件时,应选择外检测或基于风险的检验。

9.3.2 新建燃气管道投用前应完成基线检测。基线检测过程中,钢质管道宜以中心线测量、管体变形和金属损伤等缺陷检测为主,必要时进行焊缝质量抽查;聚乙烯管道宜以中心线测量和附属设施检查为主。

9.3.3 次高压以上钢质燃气管道宜按照 GB/T 37368 对管体缺陷和中心线位置开展内检测。

9.3.4 次高压及以下燃气管道,不具备内检测条件时,应以外检测为主,外检测方法选择见 E.3。检测内容宜符合下列规定:

- a) 针对钢质燃气管道管体缺陷,根据损伤类型,开展外腐蚀、内腐蚀和应力腐蚀等外检测;
- b) 针对铸铁管道,应通过阀室(井)、开挖等方式进行外检测,确定铸铁管道表面腐蚀等损伤情况和承插口状况;
- c) 针对聚乙烯燃气管道,应通过开挖等方式开展外检测,对泄漏、沉降、第三方损坏等风险较大位置、钢塑转换接头位置以及焊接接头进行重点检测;
- d) 当聚乙烯管道示踪线损坏后,应将聚乙烯管道的定位检测列入主要检测内容。

9.3.5 燃气管道穿跨越段、特殊工况管段和特殊部位应开展专项检测,并应包括下列类型的检测:

- a) 管道穿跨越段的检测;

- b) 材料状况不明管段的材质理化检测；
- c) 滑坡、洪水、塌陷等自然灾害易发区管段位移或土体检测；
- d) 泄漏频发或人口密集区管段的泄漏检测；
- e) 出入土等特殊部位腐蚀或环焊缝检测；
- f) 线路阀室(井)、调压装置、阴极保护装置、凝水缸等附属设施等。

9.3.6 燃气企业定期安排检测人员采用一种或多种方法对管道和附属设施进行泄漏检测,并符合下列规定:

- a) 泄漏检测宜按泄漏初检、泄漏判定和泄漏点定位的程序执行,检测完成后应进行泄漏点分级;
- b) 检测周期应结合管道类型、风险水平、历史泄漏频率综合确定,重点区域管道最大时间间隔不应超过 6 个月,其他管道不应超过 1 年;
- c) 泄漏检测方法和过程要求按照 E.4 执行。

9.3.7 燃气管道的日常巡查按照 12.2 的要求执行。

9.3.8 存在下列情况之一的管段,应及时开展检测工作:

- a) 运行工况发生显著改变导致运行风险提高的;
- b) 管道输送介质种类发生变化,改变为更危险介质的;
- c) 管道停用超过 1 年后再启用,且停用期间未采取有效保护措施;
- d) 年度检查结论要求开展定期检验的;
- e) 所在地发生滑坡、泥石流、洪水等地质与自然灾害的。

9.3.9 属于下列情况之一的管段,应缩短检测周期:

- a) 1 年内多次发生非人为因素造成的管段泄漏事故的;
- b) 发现严重局部腐蚀或者全面腐蚀的;
- c) 承受交变载荷,可能导致疲劳失效的;
- d) 防腐层损坏严重或者无有效阴极保护的;
- e) 风险评估结果为较大风险且无适宜措施降低的;
- f) 检验人员和燃气企业认为应缩短定期检验周期的。

9.3.10 属于下列情况之一的管段,可适当延长检验周期:

- a) 最大环向工作应力小于或等于管材规定最低屈服强度 30% 的;
- b) 定期检验采用基于风险的检验方法的;
- c) 因特殊情况无法按期开展定期检验的燃气管道,延长检验期最长不超过 1 年。

9.3.11 燃气企业应定期组织技术人员对统计得到的管道缺陷和典型泄漏事件开展专项分析,并积极引进新型检测技术,根据缺陷或隐患类型,形成专项检测解决方案。

9.3.12 检测人员完成相关单项检测工作后,应及时出具相应的检测报告。检验机构出具的定期检验报告应按照 TSG D7004 的要求执行。

9.4 监测实施

9.4.1 燃气企业应根据管道的损伤类型和敷设环境,采用适宜的方法对其高风险区域管道的腐蚀、变形、杂散电流干扰、振动、泄漏、第三方损坏等情况进行针对性监测。

9.4.2 燃气企业应及时处理监测报警信息,定期对监测数据进行分析,预测管道及周围环境的安全状态,判断监测的有效性,并形成监测报告。

9.5 适用性评价

9.5.1 检测工作结束后,应对影响管道结构完整性的管段进行适用性评价。燃气压力管道应在定期检验基础上,按照 TSG D7004 的要求进行适用性评价,并确定下次定期检验的时间。

9.5.2 适用性评价包括管段应力分析、强度评价、剩余寿命预测、泄漏区域危险性评估,以及老化管道或特殊腐蚀条件下材料适用性评价。评价人员应针对发现的缺陷类型,开展评价工作。

9.5.3 适用性评价过程中,评价人员应根据缺陷特征和类型分析缺陷产生的主要原因、载荷类型、失效模式、材料性能、缺陷扩展量、环境变化、管道建造及运行历史等因素和数据,选择合理的评价方法和可接受准则。评价方法选择见附录 F。

9.5.4 超过设计工作年限或存在安全重大隐患的管道应及时开展适用性评价。当评价结果显示不适宜继续使用时,管道宜更新改造或报废。

9.5.5 次高压及以上燃气管道有下列情况之一的,应进行耐压强度校核:

- a) 管道最大允许工作压力提高,或工作温度改变的;
- b) 输送环境发生重大改变,管道地区等级升级的。

9.5.6 有下列情况之一的燃气管段,应进行应力分析计算:

- a) 存在较大变形、挠曲、破坏,以及支撑件损坏等现象且无法复原的;
- b) 整体减薄量超过管道公称壁厚 30% 的;
- c) 需要设置而未设置补偿器或补偿器失效的;
- d) 法兰或钢塑转换接头等机械连接处经常性泄漏、损坏的;
- e) 运行过程中发现管道存在振动、移位的;
- f) 检验人员或使用单位认为有必要的。

应力分析计算应结合实际工况,采用数值模拟或者应力测试方法,分析评价燃气管段的应力状态。

9.5.7 有下列情形之一的燃气管段,应进行材料适用性评价:

- a) 材质发生劣化的;
- b) 外部环境发生显著改变,腐蚀严重的;
- c) 输送介质种类发生重大变化,改变为更危险介质的。

9.5.8 满足 9.3.8 的燃气管道,在完成检测工作后应进行适用性评价。

9.5.9 有下列情况之一的管段,宜缩短再评价周期:

- a) 运行条件发生重大变化;
- b) 1 年内发生 3 次以上泄漏失效的管段;
- c) 发生应力腐蚀或严重局部腐蚀;
- d) 承受交变载荷,可能导致疲劳失效。

9.5.10 评价人员完成燃气管道适用性评价工作后,应及时出具适用性评价报告。

10 风险控制

10.1 一般要求

10.1.1 燃气企业应根据重点区域识别、风险评估、检测监测与评价结果制定风险控制措施,开展风险分级管控和隐患排查治理工作,以保证管道安全与风险可控。

10.1.2 选择风险控制措施时,应根据风险致因,结合消减措施的可操作性、有效性和经济性进行综合比选。常用风险控制措施见附录 G。

10.2 腐蚀风险控制

10.2.1 燃气管道腐蚀应根据材质类型、腐蚀原因以及有效减缓措施进行针对性的风险管控,并建立腐蚀控制程序。

10.2.2 钢质燃气管道外腐蚀控制宜以腐蚀防护系统有效性和环境腐蚀监控为主,并符合下列规定:

- a) 阴极保护失效导致的管体腐蚀,应提升阴极保护系统有效性;
- b) 管体防腐层破损、焊缝补口损伤等引起的局部腐蚀,应做好防腐层修复;
- c) 针对杂散电流干扰引起的腐蚀,采用专项排查和综合防护方法控制;
- d) 发现明显管体腐蚀但原因不明,且未采取修复措施的,应进行腐蚀监测。

10.2.3 钢质燃气管道防腐层发生损伤,需更换或修补时,应满足材料与敷设环境适应性、与原防腐层材料匹配性、现场管沟作业可实施性、施工过程质量等要求,保证修复防腐层与原防腐层有良好的相容性,且不应低于原防腐层性能。防腐层验收应符合 GB/T 51455 的规定。

10.2.4 燃气管道周边存在高压直流输电系统、直流牵引系统、高压交流输电系统、交流电气化铁路等杂散电流干扰源,且测试并确认对管道存在干扰和危害时,应采取与干扰程度相适应的防护措施,干扰严重或干扰状况复杂的场合可采取多种防护方式综合控制。

10.2.5 燃气管道阀室(井)中积水应及时排除,及时抽放燃气管道凝水缸集水。

10.3 第三方损坏风险控制

10.3.1 燃气企业应建立第三方损坏风险控制程序,降低第三方损坏引起的燃气管道失效率。

10.3.2 燃气企业应采取预防措施预防第三方损坏,按照 GB 55009 的规定,将管道最小保护和控制范围内的施工纳入管理范围。

10.3.3 施工活动监管期间,燃气企业应与第三方施工单位或个人签署管道保护协议,履行告知义务,并在施工前标识管道位置、设置警戒带,施工过程进行现场全过程监护。施工结束后,进行验收。

10.3.4 燃气企业应对所辖燃气管道的位置设立物理标识,开展管道沿线安全宣传活动,告知沿线居民管道位置和地面标识,宣传第三方施工影响及破坏管道后果。

10.4 地质与自然灾害风险控制

10.4.1 燃气企业应建立管道沿线地质与自然灾害风险控制程序,定期开展灾害现场调查、风险评估、防护治理等工作,调查周期宜根据灾害类型确定。

10.4.2 灾害现场调查宜以地面调查为主,同时结合资料收集分析、无人机航空摄影测量、岩土工程勘测和管道中心线测量等方法开展,识别灾害类型、管道受影响区域和严重性。

10.4.3 灾害风险评估应重点分析灾害成因、对管道影响及后果,包括致灾机理、成灾过程、发育控制因素、灾害易发性和管道易损性,以及灾害后果等。管道易损性应识别灾害体与管道空间位置、管体位移、损伤状况、管土相互作用、外部载荷等情况,评价受灾管段的安全状况。

10.4.4 灾害风险控制措施应根据灾害类型和评价结果进行选择。灾害风险评估结果为风险较高且对管道危害较大的灾害点,应采取工程治理方式消减风险;风险较高但对管道危害不明的灾害点,可采用专业监测方法控制风险;因管道沿线工程地质条件变化、灾害易发性显著增加导致风险显著升高的灾害点,应增加现场调查频次。

10.4.5 日常巡查发现的管道沿线地质与自然灾害、异常现象以及新灾害体,应及时开展现场调查识别、评价及处置,需要应急抢险的,应立即实施应急抢险。

10.4.6 对存在冲刷风险的大中型河流穿越段,应定期开展水下燃气管道状态检查,检查内容包括管道位置、裸露、悬空、移位及受流水冲刷情况等。

10.4.7 发生地质与自然灾害时,必要时中断供气。灾害后,应立即开展管道安全检查和防护治理。

10.5 缺陷修复和更换

10.5.1 评价为立即维修的管道本体及焊缝缺陷,应及时消除隐患。必要时调整管道运行压力或停止运行,降低安全风险。

10.5.2 评价为限期维修的管道本体及焊缝缺陷,应及时制定修复方案,并列入当年或下一年度维修计划,在规定期限内实施。

10.5.3 在役燃气管道的缺陷修复方法和实施程序按照 GB/T 36701 和 CJJ/T 147 的规定执行。

10.6 泄漏处置

10.6.1 当检测出泄漏点时,应对泄漏原因、潜在影响、风险等级等进行分析和评估,并按照表 E.4 中确定的危险等级,采取泄漏处置、扩大检测范围、启动应急管理预案等相应措施。

10.6.2 处置措施应根据泄漏位置和泄漏量制定。

10.7 其他风险控制

10.7.1 应加强企业相关人员业务和安全培训工作,以避免燃气管道因操作不当引起泄漏失效。

10.7.2 应检查聚乙烯燃气管道在自然环境中白蚁、老鼠啃咬等生物损坏,深根植物损坏,高温老化、裂纹等损伤类型,并采取针对性防护措施。

10.7.3 对易发生外力损坏的燃气管道,应增设安全防护装置。

10.7.4 应采用泄漏巡查、监测预警等措施,加强燃气管道周围受限、密闭等地下空间的风险控制。

11 效能评价

11.1 应定期开展效能评价(见附录 H),确定完整性管理效果,发现执行过程存在的不足,并持续改进。

11.2 效能评价遵循下列基本要求:

- a) 评价过程应公开、公平、公正,注重评价科学性、客观性和可重复性;
- b) 应建立在真实、有效数据基础上;
- c) 应贯穿整个完整性管理过程,并侧重核心业务环节;
- d) 结果应作为下次完整性管理计划编制依据。

11.3 效能评价可由燃气企业组织实施,也可委托从事完整性管理工作的第三方专业机构实施。

11.4 应根据燃气企业自身完整性管理的推进和实际需求,建立效能评价指标体系。指标体系应围绕完整性管理过程和效果两个方面进行构建,见 H.3。

11.5 燃气企业可选用管理审核、指标评价和对标等一种或多种方法,通过内部审核或外部审核方式开展效能评价。基于指标法的效能评价见 H.4。

11.6 效能评价开展前,应按照完整性管理计划,制定实施方案;效能评价结束后,应出具评价报告。

12 日常管理

12.1 一般要求

12.1.1 燃气企业应制定管道及附属设施日常管理相关制度和作业程序,并按照法律法规和企业制

度履行日常管理责任。

12.1.2 日常管理和巡查中发现燃气管道及附属设施运行状况或沿线环境存在异常时,应及时上报,及时对异常进行检查和现场抽查,并跟踪异常变化,实现闭环管理。

12.1.3 应定期对日常管理相关人员进行业务培训,包括管道安全生产、现场施工、巡查检测、维护抢修等,并配备上岗证。

12.1.4 应定期对燃气管道巡查、维修维护、记录与文件控制、沟通、变更、培训等工作进行检查。

12.1.5 燃气管道排查识别出的重点区域,应加强日常监护管理。

12.1.6 燃气企业日常管理应加强公众宣传教育,强化公众对燃气危险性认识和管道保护意识。

12.2 日常巡查

12.2.1 燃气企业应根据管道特点和风险情况,制定针对性巡查方案,包括巡查频次、内容和质量控制等要求。

12.2.2 燃气企业应根据管道及附属设施使用年限、本体质量状况、泄漏和故障率等,自行确定巡视、巡检等巡查周期,巡查内容和要求按照 GB/T 51474 执行。存在下列情况之一的燃气管段,应增加巡查频率。

- a) 新通气或维修更换的。
- b) 发生地震、塌方、塌陷、洪水冲击等自然灾害区域的。
- c) 泄漏多发、重车碾压、电气轨道附近干扰严重等运行状态较差的。
- d) 途经重点区域以及重大活动安全保障期间相关场所的。

12.2.3 燃气企业应定期排查与市政管网交叉或邻近管段。重点排查没有采取保护或隔离措施、燃气泄漏后容易进入密闭空间的管段,包括:封闭的城镇雨(污)水排水管沟、管涵、管道、沟渠,未填实的热力、电力、通信管涵和管沟等。

12.2.4 应根据燃气管道第三方损坏的致因、分布区域和后果严重性等分析结果,及时调整巡查方案,针对易发区域,主动采取预防措施。

12.2.5 燃气管道巡查使用的仪器设备应统一管理,并定期检定与校准,保证使用时的有效性。

12.2.6 燃气管道巡查人员应记录巡查内容,并真实填报,巡查记录表格见附录 I。

12.3 维护抢修

12.3.1 燃气企业应根据运营管理和历史检测情况,对燃气管道及附属设施制定维修维护计划,并制定事故抢修和上报程序。

12.3.2 燃气管道及附属设施存在下列情况时,应及时进行维修维护,已发现燃气泄漏且影响安全的情况,应及时进行抢修抢险。

- a) 钢质管道发现严重管体损伤或燃气泄漏的。
- b) 管道外防腐层破损严重且阴极保护系统失效的。
- c) 聚乙烯管道路由不清晰或发现裸露的。
- d) 管道沿线标志毁损或标志不清的。
- e) 阀门无法启闭或关闭不严的。
- f) 凝水缸无法排水或燃气泄漏的。
- g) 调压装置存在压力异常、喘振或燃气泄漏等现象的。
- h) 影响燃气管道安全运行的其他异常。

12.3.3 维修人员对燃气管道及附属设施进行现场维修维护或抢修抢险作业时,满足下列条件:

- a) 在作业区边界设置护栏和警示标志；
- b) 维修前后,对作业区周边窨井、地下管线和建(构)筑物等场所进行燃气浓度检测；
- c) 存在燃气泄漏可能时,由专人监护,不应单独操作,操作时应采取有效安全措施；
- d) 维修人员熟练掌握相关工艺和应急处置技能。

12.3.4 燃气管道抢修现场和作业要求应符合 GB/T 51474 规定,完成抢修并恢复供气后,应对存在类似风险的管段及附属设施进行全面检查和评价。

12.3.5 应定期检查阀门、凝水缸、波纹管调长器、调压装置、钢塑转换接头等附属设施的工作状态、腐蚀损伤状况等情况,并及时维修维护或更换。聚乙烯管道接头维修不应采用螺纹连接或粘接。

13 失效管理

13.1 燃气企业应制定失效管理程序,建立统一的失效事件信息收集标准,相关失效事件信息统计内容和格式见附录 J。

13.2 实施失效管理时,符合下列要求。

- a) 应对燃气管道泄漏、第三方损坏、地质与自然灾害等失效事件开展原因分析,必要时取样进行实验测试,判断失效模式、损伤类型及尺寸,确定失效原因,提出预防类似失效的措施。
- b) 应建立燃气管道失效数据库,对失效信息进行动态管理,定期分析失效类型占比和变化趋势,评估风险等级,并编制失效事件统计分析年度报告。
- c) 应由专业技术人员开展失效事件调查和报告编写工作,相关报告应在燃气企业内部进行发布和宣贯。
- d) 应根据失效事件调查与统计分析报告,审查完整性管理计划和执行情况,查找管理制度和管理活动中存在的不足并加以改进。
- e) 应根据燃气管道及附属设施的泄漏点数量、区域分布情况和致因等分析结果,评估各行政区域燃气管道本体质量状况,以指导修复和改造计划。

14 改造、停用与废弃

14.1 改造

14.1.1 下列燃气管道应纳入改造范围：

- a) 存在安全重大隐患的；
- b) 存在安全隐患,经评估无法满足安全运行要求的；
- c) 超过设计使用年限,经适用性评价不能满足安全运行要求的。

14.1.2 改造计划应在燃气管道普查、重点区域识别和隐患排查后,根据风险评估结果制定,并应包括以下内容：

- a) 改造依据及必要性；
- b) 改造方案及其审批程序；
- c) 资产更新改造记录等。

14.1.3 实施改造时所选用材料、规格、技术等,应符合相关规范标准要求。

14.1.4 鼓励选用新设备、新材料、新工艺,提高管道和设备设施本质安全与智能化水平。

14.2 停用

14.2.1 停用的燃气管道应保压并按在役管道进行管理,应定期进行巡查和泄漏检测,钢质管道还应

进行阴极保护系统的运维。

14.2.2 停用6个月以上燃气管段应与运行管道有效隔断,并对停用管段内气体进行置换。置换完成后,应对所有开口做好密封措施。

14.2.3 停用燃气管道拟重新启用时,应进行气密性试验,核查管道本体安全状况,并满足现行法律法规要求。

14.3 废弃

14.3.1 废弃的燃气管道和附属设施应及时拆除。不能立即拆除的,应设置明显标识或采取有效封堵,管道内不应存留燃气介质。

14.3.2 废弃燃气管道采用下列处置方式:

- a) 应对废弃管道进行资料核对和必要的实地检查,并确认废弃管道与上下游完全断开;
- b) 废弃管道的处置方式包括拆除和就地弃置两种,裸露管段应拆除,其他管段宜就地弃置;
- c) 因道路或管道改造开挖时,可将该改造区域的就地弃置管道拆除;
- d) 废弃管道应与在役管道物理隔离,并对废弃管道采用氮气或惰性气体置换,置换完成后,应对所有开口做好密封措施;
- e) 长期废弃且容易引起地质灾害的管道,应采取有效处置措施;
- f) 废弃管道应设置警示标识。

15 数据管理

15.1 一般要求

15.1.1 燃气企业应制定数据录入、存储、维护、更新、共享等管理制度。

15.1.2 数据管理应统一数据结构和模型,统一数据库和管理平台。

15.1.3 数据应按照统一格式进行录入与存储,完整性管理相关报告内容要求见附录K。根据管理需求进行有效数据整合,定期进行数据维护与更新,数据互通与应用应做好安全保障工作。

15.1.4 应制定燃气管道及附属设施的分类方法和编码规则,实施代码管理。

15.1.5 应编制燃气管道及附属设施的数据字典,辅助数据查询与维护。

15.1.6 燃气企业应推进管道及附属设施信息化和智能化建设。

15.2 数据录入与存储

15.2.1 管道和附属设施属性、中心坐标等结构化数据可建立三维实体数据模型,进行数据录入、存储与对齐;文档、图片、视频等非结构化数据的存储应建立文件清单,并保证提交数据与文件清单相一致,非结构化的数据宜与三维实体数据建立关联关系。

15.2.2 数据录入与存储前,应进行数据校验,剔除过期、来源错误、准确性或精度不满足要求的数据;录入与存储后,应进行数据有效性测试,保证数据的准确性和有效性。

15.2.3 管道建设期数据应在投用前完成数据录入和存储,并做好建设期数据向运营阶段移交工作。

15.2.4 燃气企业应采取加密、安全存储、访问控制、安全审计等措施,保护数据存储安全。

15.3 数据维护与更新

15.3.1 数据维护与更新应按照完整性管理程序执行,做好过程记录。

15.3.2 应及时更新燃气管道基础信息底图等数据,相关历史数据应根据其属性和管理需求确定是否保留。

15.3.3 应制定有效的数据备份和恢复管理措施。当数据失效或丢失时,可及时采用复测更新等有效途径恢复缺失数据。

15.3.4 符合下列条件的,应进行数据更新:

- a) 管道周边环境发生显著变化的;
- b) 开展周期性检验检测与评价、修复、风险控制措施后的;
- c) 进行改线、换管或重大维修改造的;
- d) 管理人员认为需要进行数据更新的。

15.3.5 数据更新应满足下列要求:

- a) 测试或例行检查更新数据的一致性和完整性;
- b) 更新过程应符合数据变更管理流程,标识版本信息,并做好相应记录;
- c) 说明历史数据和当前数据的变化;
- d) 保留需回溯、分析的历史数据。

15.4 数据交换与共享

15.4.1 燃气企业应建立数据交换与共享机制、数据互通与应用权限,明确相关机构数据安全保护责任和义务,采取加密、脱敏等措施保障数据安全。

15.4.2 燃气管道智能终端感知数据的传输与交互共享,应按照统一的数据传输接口规范和数据交换格式。

15.5 管道完整性管理信息系统

15.5.1 燃气企业宜以地理信息系统(GIS)为基础,结合业务需求和完整性管理工作流程,建立一套针对燃气管道及附属设施的 GIS 信息管理、风险评估、检测监测与评价、风险控制、效能评价、日常和失效管理的完整性管理信息系统,进行人员、设备和数据的统一管理。

15.5.2 燃气企业宜利用完整性管理信息系统对管道进行数据动态管理和风险管控。

附 录 A
(规范性)
完整性管理体系建设要求

A.1 一般要求

燃气企业应选择适合自身管理需求的体系建设模式,可将管道完整性管理体系与安全生产标准化及质量、健康、安全、环境(QHSE)管理体系融合。

A.2 完整性管理体系架构与要素

燃气管道完整性管理体系遵循资产管理体系结构,体系要素和 PDCA 循环见图 A.1。燃气企业应按照管理层级和专业分工将体系要素融入业务流程中。

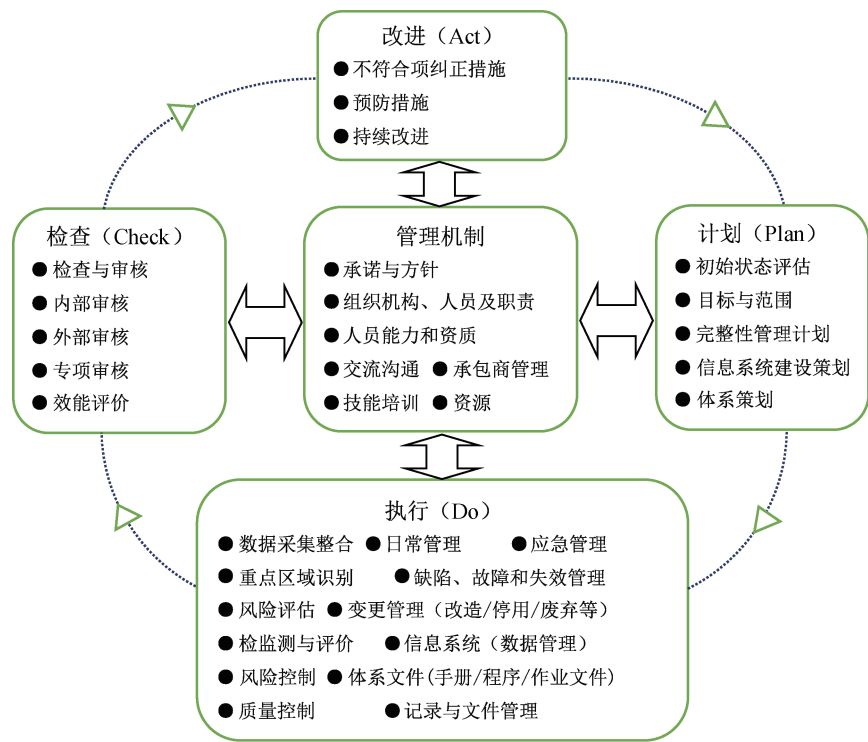


图 A.1 完整性管理体系要素和 PDCA 循环

A.3 完整性管理体系建设内容

A.3.1 体系建设内容与步骤

A.3.1.1 完整性管理体系建设应贯穿于燃气管道全生命周期,应包括但不限于下列内容:

- a) 建立完整性管理机构 and 体系运行机制;
- b) 编制并完善完整性管理体系文件;
- c) 集成应用完整性管理相关技术方法;
- d) 搭建或集成管道完整性管理信息系统;
- e) 体系文件、信息系统和技术方法的发布实施与培训;
- f) 体系审核与持续改进。

A.3.1.2 完整性管理体系建设步骤见图 A.2。

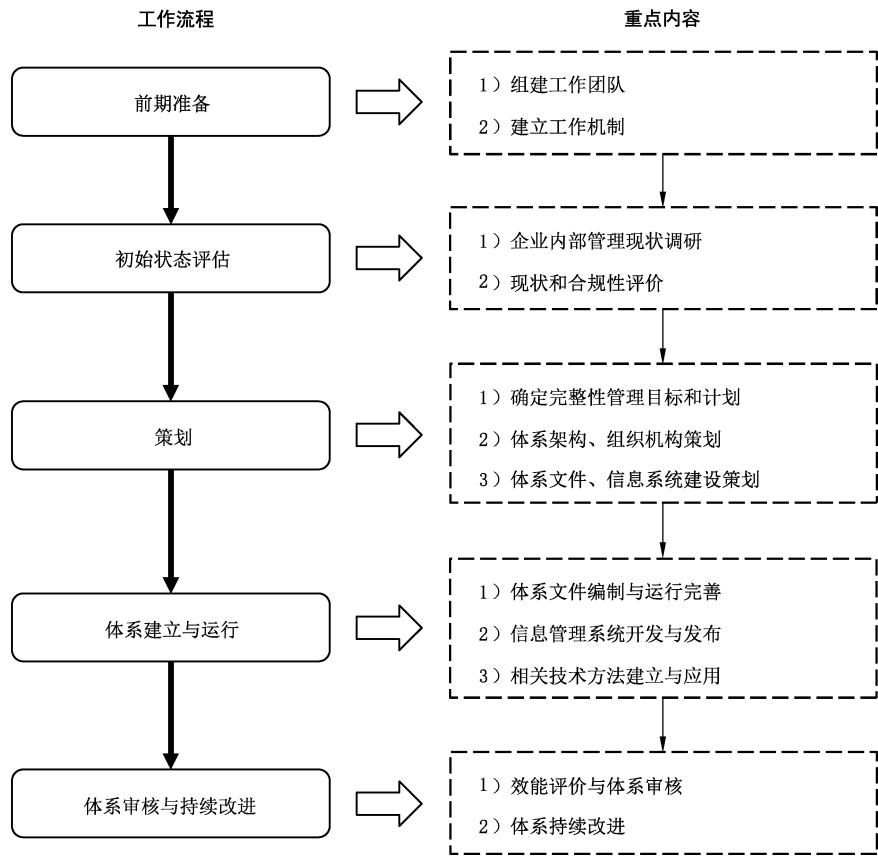


图 A.2 完整性管理体系建设步骤

A.3.1.3 在完整性管理体系建立前,应开展企业内部管理现状调研,评估燃气管道现状、企业管理能力、与管理要求差距,改进需求等,查找管理薄弱环节和风险分布。根据初始状态评估结果和企业管

- 理方针,明确管理范围,制定燃气管道完整性管理目标,并应满足下列要求:
- a) 适用于燃气企业当前或之后的某一段时期;
 - b) 可量化、分解与实施;
 - c) 使管道风险处于可接受范围内;
 - d) 定期审核和持续改进,以确保与管理方针保持一致。

A.3.1.4 根据目标制定管道完整性管理计划,并落实实施。完整性管理组织机构应对下属燃气企业的计划执行情况进行审核,以保证计划执行率。

A.3.1.5 已有完整性管理体系的燃气企业,体系建设重点应集中在管理机构优化调整、体系文件运行完善、技术方法研发应用和信息系统升级四个方面,燃气企业根据实际情况细化体系构建内容。

A.3.2 管理机构和体系运行机制

A.3.2.1 承诺和方针

燃气企业应做出管道完整性管理体系建立、运行与持续改进承诺,确定管道完整性管理方针,并应满足下列要求:

- a) 与燃气企业特点、需求、发展规模相适宜;
- b) 与企业整体管理方针相一致;
- c) 形成文件,并传达至全体员工和相关方;

- d) 提供建立和实施完整性管理策略、目标和计划的框架；
- e) 开展管理审核时进行重新评价,以确保方针与燃气企业发展相一致。

A.3.2.2 组织机构、人员及职责

A.3.2.2.1 燃气企业应根据管道数量、管辖区域和管理现状,设置完整性管理组织机构,明确机构层级架构、运行模式和主管领导,职责应至少包括下列内容:

- a) 负责完整性管理牵头工作,组织、协调与推进管道完整性管理工作;
- b) 建立并有效实施完整性管理制度;
- c) 负责完整性管理方针、目标、体系文件和计划的制定和改进;
- d) 组织、指导、监督和检查完整性管理工作执行情况,负责下属企业完整性管理的考核工作;
- e) 负责管道完整性技术研发、推广应用及技术支持工作;
- f) 负责管道完整性管理信息系统建设与维护;
- g) 定期对燃气管道失效事件或事故进行现场调查和统计分析。

A.3.2.2.2 完整性管理组织机构应设置负责人,协助最高管理者履行燃气管道完整性管理领导职责。机构内部根据管理业务和技术需求设置技术团队和人员岗位,并明确岗位职责和角色。企业内部可配置专职管道完整性管理人员,确定从事管理、技术、操作人员的职责和权限,负责落实完整性管理计划、检验检测、维修维护、风险控制等相关工作,促进完整性管理体系有效运行。

A.3.2.3 人员能力与资质

燃气企业应定期对完整性管理、操作、检验检测、维修等岗位人员或单位进行培训,确保相关人员或单位具有相应能力与资质,并符合管道完整性管理体系的要求。

A.3.2.4 交流沟通

燃气企业应建立并保持与员工、管理层、上下游客户、相关部门、公众、应急队伍等的联系和双向沟通机制。

A.3.2.5 技能培训

燃气企业应确定与管道完整性管理体系相关的培训需求,制定培训计划,按期开展培训,培训内容应与相关人员技能需求一致,还应对培训效果进行评估并采取改进措施。

A.3.2.6 承包商管理

燃气企业应建立管道工程建设、材料供应、技术服务等承包商管理程序,建立相应准入机制,定期对承包商进行资格和能力审查,确保燃气管道管理过程中涉及的制造、施工安装、检验检测、维修、改造等外包服务符合要求。

A.3.2.7 资源

燃气企业应为管道完整性管理体系建设、运行和持续改进提供必要的人员、资金、技术、装备、信息等资源,并定期评估资源投入效果。

A.3.3 体系文件

A.3.3.1 体系文件构成

燃气企业应编制管道完整性管理体系文件,且与企业其他管理体系文件保持一致,并融入一体

化管理,管道完整性管理体系文件构成见图 A.3。管理体系文件应包括但不限于下列内容:

- a) 管理手册;
- b) 管理程序文件;
- c) 作业文件;
- d) 业务范围内相关的设备设施专业管理制度。

体系文件应将相关法律法规和标准规范要求纳入文件中,内容满足实用性和可操作性要求。

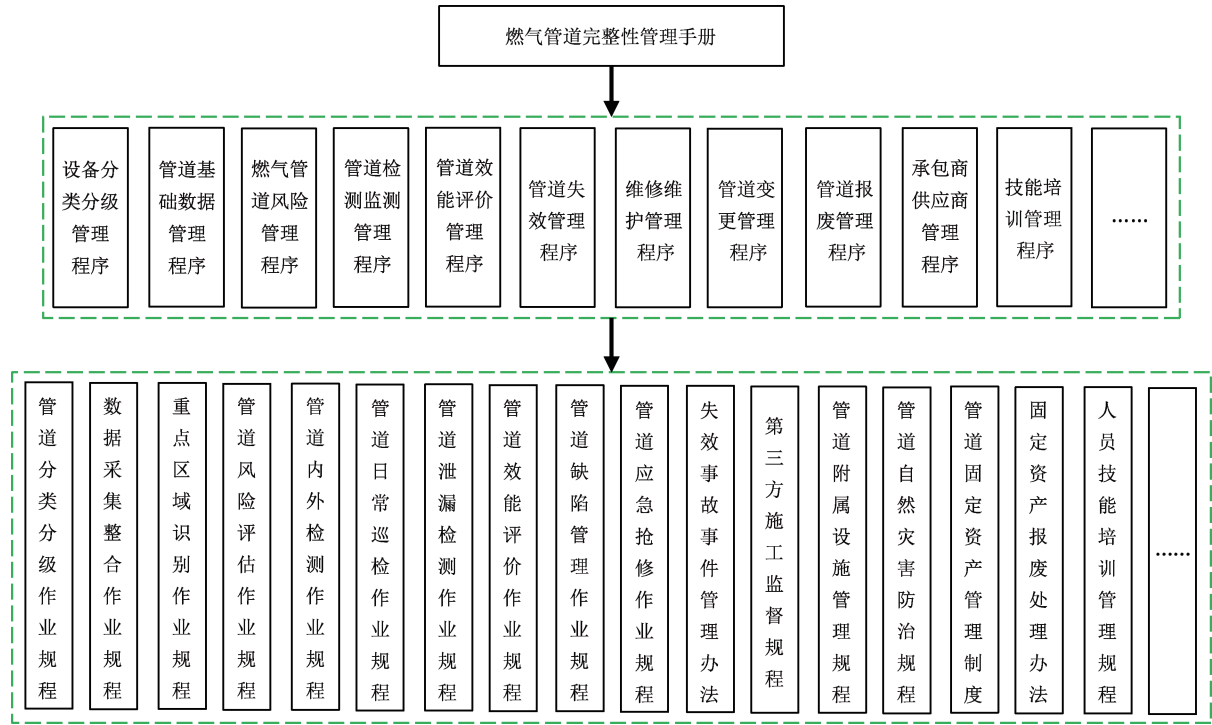


图 A.3 完整性管理体系文件构成

A.3.3.2 记录与文件管理

管道完整性管理的记录与文件分为纸质文件与电子文档两类,应进行分类管理,并制定管理程序,明确记录与文件管理的形式、标识、保管、归档、检索和处置等相关要求,记录与文件应包括但不限于下列内容:

- a) 管道完整性管理手册、目标和计划、程序与作业文件、培训记录与资质等体系文件;
- b) 管道重点区域识别报告、风险评估报告、检验检测报告、适用性评价报告、事故分析报告、效能评价报告、运行维护记录等完整性管理技术文件;
- c) 管道设计、制造、采购、施工安装、改造更新、停用报废等完整性管理基础文件。

企业应推进记录和文件的信息化、数字化管理,通过信息系统储存、检索、统计的记录或文件,可不再重复进行书面记录。

A.3.4 技术方法及管理要求

A.3.4.1 技术方法

燃气管道完整性管理技术方法集中于业务环节,包括数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险控制、效能评价等,技术方法应用覆盖设备设施全生命周期。燃气企业应结合管道及附属设施类型、技术需求和管理现状,持续开展技术方法体系建设。

A.3.4.2 风险控制

燃气企业应利用各种技术方法和管理手段,建立安全风险分级管控和隐患排查治理制度,制定风险控制程序和措施,在管道全生命周期内开展危害因素辨识、隐患排查、重点区域识别、风险评估、风险控制等活动,将管道风险控制在可接受范围内。结合日常管理和失效管理,制定燃气管道腐蚀、第三方损坏、地质与自然载荷、缺陷修复、泄漏处置等风险控制措施和作业规程,记录纠正和预防措施的类型以及适用条件。

A.3.4.3 质量控制

燃气企业应按照质量管理体系建立过程质量控制程序、标准和措施,质量控制要求应与风险管理方法相结合,并覆盖管道全生命周期。建设期管道质量应通过监造、现场监督检查、供应商和承包商资格和能力审查等措施,减少由于选材、制造、施工安装不当产生的管道缺陷;运行阶段管道质量应通过定期检验检测、维修维护、人员技能培训等措施,降低因腐蚀、地质与自然灾害、第三方损坏、操作不当等因素造成的管道失效。

A.3.4.4 日常管理

燃气企业应建立巡查巡检、腐蚀防护、维护抢修等日常管理程序和作业规程,定期检查管道及附属设施运行状态完好性和运行环境安全性。持续对管道操作、检维修、技术、管理等人员进行培训教育,培养和提升人员技能水平和完整性管理意识。

A.3.4.5 缺陷、故障和失效管理

燃气企业应建立管道及附属设施的缺陷、故障、失效等信息数据档案和管理程序,制定缺陷和故障识别、评价和响应准则,并进行分级管理或按计划修复处置。失效事件发生后,按规定程序进行事件分析和调查,并根据具体情况建立相应的纠正与预防措施。

A.3.4.6 应急管理

A.3.4.6.1 燃气企业应根据管道可能事故类型、重点区域和风险水平,按照 GB/T 29639 的规定编制燃气安全事故应急预案,配备应急人员和装备,并应定期组织演练。

A.3.4.6.2 管道及附属设施失效引发燃气安全事故时,燃气企业应立即启动燃气安全事故应急预案,组织抢险和抢修。因突发事件影响供气的,应采取紧急措施并及时通知燃气用户。

A.3.4.6.3 燃气管道检测监测与评价中发现的管体隐患应及时采取措施消除,高风险管段和重点区域应作为应急防控的重点对象,并制定应急管理措施。

A.3.4.6.4 燃气企业应定期评估应急预案、响应措施、资源配置等完备性和有效性。当燃气管道数据发生变更时,应及时更新应急管理相关信息数据。

A.3.4.7 变更管理

燃气企业应建立变更管理程序,对管道及附属设施变更过程进行管理和控制,变更包括但不限于下列内容:

- a) 承诺与方针、目标发生变更;
- b) 管道所有权和管理机构变更;
- c) 管道材质、结构、输送介质、工艺参数、运行状态(改造、更新或报废)等变更。

燃气管道相关变更应做好风险管控,变更后应根据变更内容及时调整完整性管理计划。

A.3.5 信息管理系统建设与升级

A.3.5.1 系统建设与升级要求

A.3.5.1.1 燃气企业应建立信息管理系统,利用信息化技术,对燃气管道及附属设施全生命周期的信息数据进行管理,开展过程质量和风险管控。系统建设应遵循“数据+平台+应用”模式,建立统一数据库,按照业务需求开发功能模块,并进行定期更新升级。

A.3.5.1.2 信息管理系统可作为一个整体系统,也可分为多个类别的分系统,各分系统之间应数据共享。信息管理系统可根据企业管理规模和业务需求进行自行研发,也可采购相关的管理系统。信息管理系统应由专门部门或人员进行日常维护与管理。

A.3.5.1.3 燃气企业应借助信息管理系统,建立信息沟通管理制度,满足内部和外部信息沟通。

A.3.5.2 信息管理系统构成

信息管理系统功能应能满足燃气企业管理需求,宜包括但不限于下列内容。

- a) 数据管理。用于管理燃气企业所有信息沟通、数据标准化、数据库建设、数据采集录入、维护更新、交换共享及安全等内容,可构建统一的数据管理中心。
- b) 设备管理。用于管道及附属设施、备品配件、检验检测设备等信息管理。
- c) 安全管理。用于安全检查、隐患排查与治理、抢维修设备与人员、应急指挥与人员物资等信息管理。
- d) 质量管理。用于设计选材、产品制造、施工安装、更新改造等工程项目过程质量、供应商和承包商资格和能力审查等信息管理。
- e) 完整性管理。用于完整性管理中数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险控制、效能评价等环节的信息管理。
- f) 运行维护管理。用于燃气企业生产调度、气源管理、日常巡查与运行维护、失效、改造停用与废弃等的信息管理。
- g) 人员与客服管理。用于燃气企业各类人员、用户服务等的信息管理。

A.3.6 检查审核与持续改进

A.3.6.1 检查、审核与效能评价

A.3.6.1.1 燃气企业应建立检查、审核、效能评价等工作程序,制定检查评价标准,采用各种效能评价方法和审核形式,定期对完整性管理体系和相关工作的内容、实施过程、实施结果进行监督检查与审核,提出改进措施。

A.3.6.1.2 燃气管道完整性管理体系相关程序检查与审核应包括但不限于下列内容:

- a) 是否制定完整性管理程序文件;
- b) 完整性管理程序的各个要素是否完整;
- c) 是否有足够的资源保障完整性管理工作的开展;
- d) 是否有明确的完整性管理组织结构与岗位职责;
- e) 从事相关工作人员的资质与技能是否经过相应的培训;
- f) 完整性管理目标与计划是否保持一致;
- g) 完整性管理活动是否符合企业管理文件要求;
- h) 风险可接受水平与企业完整性管理水平是否相符;
- i) 当燃气管道发生变更时,是否有相应的程序对完整性管理项目进行复核和更新。

A.3.6.1.3 燃气管道完整性管理相关工作内容、实施过程、实施结果的检查与审核应包含但不限于下列内容：

- a) 是否依照完整性管理程序文件要求开展各项管理内容；
- b) 采用的技术与管理方法是否恰当,能否满足当前完整性管理的要求；
- c) 从事完整性管理相关活动的单位与人员是否具备相应资质与技能要求；
- d) 技术方法适用的标准与现行标准、法规是否相符；
- e) 提出的风险控制措施是否有针对性,能否有效降低燃气管道风险；
- f) 风险控制措施是否实施。

A.3.6.1.4 燃气企业应结合检查与审核内容,建立效能评价指标体系,对完整性管理体系和相关工作开展效能评价,编制效能评价报告。

A.3.6.2 持续改进

燃气企业应根据效能评价结果完善完整性管理体系运行机制、管理程序及控制措施,对发现的问题和不合格项,查找形成原因,确定纠正和预防措施,对改进过程进行监督和效果评价,以确保完整性管理体系的适宜性、充分性和有效性。

附 录 B
(资料性)
数据采集、整合与管理清单

B.1 一般要求

- B.1.1 燃气管道数据标准化采集与整合可促进智能化管理,燃气企业宜根据数据管理标准,设计数据采集清单,并实施数据采集工作。
- B.1.2 燃气管道和附属设施数据应采用分类采集管理模式,应包括埋地管道、穿越管道、跨越管道(桥管、架空管)、阀室(井)、调压装置、凝水缸、阴极保护装置等类型,建设期管道数据采集宜以管件和焊缝作为最小编码单元。
- B.1.3 燃气管道和附属设施数据采集科目按属性划分,分为静态属性和动态属性。静态属性包括通用属性(基本属性、工程属性、材质属性、位置属性、长度属性、压力属性)和专项属性;动态属性包括状态属性和管理属性。
- B.1.4 燃气管道和附属设施采集数据应客观、真实、准确,产生于业务最前端,数据源具有唯一性,相关属性数据来源如下:
- a) 基本属性、工程属性、材质属性、压力属性和专项属性的数据来源于建设期燃气输配管道工程建设相关业务;
 - b) 位置属性和长度属性的数据来源于建设期燃气输配管道图档数字化业务,或定期 GIS 采集与更新业务;
 - c) 状态属性和管理属性的数据来源于管网运维业务,或来源于巡查、监测、应急抢修、客服等其他系统。
- B.1.5 管件数据采集科目适用于燃气输配管道建设期安装施工阶段。

B.2 燃气管道和附属设施分类分级与编码

- B.2.1 燃气管道和附属设施根据敷设方式和设备类型划分为:管道(埋地管道、穿越管道、跨越管道)和附属设施[阀室(井)、调压站(含调压箱)、阴极保护装置、凝水缸]。
- B.2.2 燃气管道和附属设施根据设备类型、行政区域、重要属性(压力、材质等)进行分级。每一级别用不同的字母或数字进行标识,形成城镇燃气管道和附属设施的身份代码。

B.3 燃气管道和附属设施数据采集科目

B.3.1 通用属性

燃气管道和附属设施通用属性见表 B.1。

表 B.1 燃气管道和附属设施通用属性

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀室(井)	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
1 基本属性	1.1 设施名称	—	√	√	√	√	√	√	√
	1.2 设施编号	专有编号	√	√	√	√	√	√	√

表 B.1 燃气管道和附属设施通用属性（续）

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地 管道	穿越 管道	跨越 管道	阀室 (井)	调压 装置	凝水 缸	阴极保 护装置
1 基本属性	1.3 设施代码	燃气统一编号	√	√	√	√	√	√	√
	1.4 唯一标识码	数字化时唯一编号	√	√	√	√	√	√	√
	1.5 出厂编号	—	×	×	×	√	√	*	×
	1.6 气源类型	天然气、人工煤气、液化石油气等	√	√	√	√	√	√	√
	1.7 投资类型	燃气企业自投、政府、用户	√	√	√	√	√	√	√
	1.8 设计年限	—	√	√	√	√	√	√	√
2 工程属性	2.1 工程编号	—	√	√	√	√	√	√	√
	2.2 施工单位	—	√	√	√	√	√	√	√
	2.3 施工负责人	—	*	*	*	*	*	*	*
	2.4 监理单位	—	*	*	*	*	*	*	*
	2.5 设计单位	—	*	*	*	*	*	*	*
	2.6 验收人员	—	*	*	*	*	*	*	*
	2.7 测绘单位	—	*	*	*	*	*	*	*
	2.8 测绘人员	—	√	√	√	√	√	√	√
	2.9 埋设时间	—	√	√	√	√	√	√	√
	2.10 投运日期	—	√	√	√	√	√	√	√
	2.11 是否通气	是、否	√	√	√	√	√	√	√
	2.12 状态	正常、停用、弃置	√	√	√	√	√	√	√
3 材料属性	3.1 材质	—	√	√	√	√	×	√	×
	3.2 原料	—	√	√	√	×	×	×	×
	3.3 厂商	—	*	*	*	√	√	*	*
	3.4 出厂日期	—	*	*	*	*	*	*	*
	3.5 制造工艺	—	*	*	*	*	*	*	×
	3.6 管内涂层	是、否	*	*	*	*	*	*	×
	3.7 外防腐层	—	√	√	√	√	*	*	×
	3.8 口径	—	√	√	√	√	×	√	√
	3.9 壁厚	钢管:3 mm、4 mm……	√	√	√	×	×	√	×
		PE 管:SDR11……	√	√	√	×	×	√	×
	3.10 阴极保护	有、无	√	√	*	×	×	×	*
	3.11 接口形式	—	√	√	*	×	×	×	×

表 B.1 燃气管道和附属设施通用属性（续）

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地 管道	穿越 管道	跨越 管道	阀室 (井)	调压 装置	凝水 缸	阴极保 护装置
4 位置属性	4.1 所属企业	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.2 所属站点	—	*	*	*	*	*	*	*
	4.3 所属行政区	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.4 所属街道	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.5 所属标段	—	×	×	×	×	×	×	×
	4.6 图幅编号	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.7 图册编号	—	*	*	*	*	*	*	*
	4.8 路名	—	√	√	√	×	×	×	×
	4.9 路段	—	√	√	√	×	×	×	×
	4.10 河道名称	—	×	√	√	×	×	×	×
	4.11 桥名	—	×	×	√	×	×	×	×
	4.12 小区单位名称	—	×	×	×	×	√	×	×
	4.13 地址	—	*	*	*	*	√	*	*
	4.14 所处位置	道路、街坊	√	√	√	√	√	√	√
	4.15 穿越位置	河道、楼房	×	√	×	×	×	×	×
	4.16 埋设位置	绿化、人行、车道	*	*	×	*	×	*	*
	4.17 埋设深度	—	√	√	×	√	×	*	×
	4.18 坐标 X	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.19 坐标 Y	—	√	√	√	√	√	√	√
	4.20 坐标 Z	—	√	√	√	√	×	√	×
	4.21 管顶高程	—	×	×	×	×	×	×	×
	4.22 坐标来源	物探、测绘	*	*	*	√	√	√	√
	4.23 周边轨道交通	有、无	√	√	√	√	√	√	√
	4.24 用户数	—	×	×	×	×	*	×	×
	4.25 开户数	—	×	×	×	×	*	×	×
	4.26 相连调压器	—	×	×	×	×	×	×	×
5 长度属性	5.1 长度	—	√	√	√	×	×	×	×
6 压力属性	6.1 压力等级	GB 55009、GB 50028	√	√	√	√	√	√	×
	6.2 设计压力	—	√	√	√	√	√	√	×
	6.3 最高工作压力/ 最低工作压力	—	√	√	√	√	√	√	×
注：“√”表示应采集；“*”表示宜采集；“×”表示可不采集。									

B.3.2 专项属性

燃气管道和附属设施专项属性见表 B.2。

表 B.2 燃气管道和附属设施专项属性

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀室(井)	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
7.1 内衬	7.1.1内衬材质	—	√	√	×	×	×	×	×
7.2 内穿	7.2.1外管口径	—	√	√	×	×	×	×	×
	7.2.2外管材质	—	√	√	×	×	×	×	×
	7.2.3内管口径	—	√	√	×	×	×	×	×
	7.2.4内管材质	—	√	√	×	×	×	×	×
7.3 管廊	7.3.1管廊尺寸	宽×高×长	×	*	×	×	×	×	×
	7.3.2附属设备	—	×	*	×	×	×	×	×
7.4 穿越	7.4.1截面图文件名	—	×	√	×	×	×	×	×
	7.4.2穿越形式	定向、顶管、围堰、沉管	×	√	×	×	×	×	×
7.5 跨越	7.5.1截面图文件名	—	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.2有无补偿器	有、无	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.3补偿器数量	1,2,3,4	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.4补偿器波数	6,8	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.5有无防爬刺	有、无	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.6有无放散阀	有、无	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.7架设形式	沿桥、沿墙敷设,独立桥	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.8外露长度	默认和长度一样	×	×	√	×	×	×	×
7.6 阀室(井)	7.6.1口径	—	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.2转向	顺时针、逆时针	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.3圈数	1,2……	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.4安装方式	直立、卧式	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.5阀室(井)类型	常规、直埋阀井,阀室	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.6加油管型号	—	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.7阀门种类	球阀、闸阀、蝶阀……	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.8序列号	—	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.9开闭状态	开启、关闭	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.10动作方式	手动、电动	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.11有无放散阀	有、无	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.12放散阀数量	—	×	×	×	*	×	×	×

表 B.2 燃气管道和附属设施专项属性（续）

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀室（井）	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
7.6 阀室（井）	7.6.13 放散阀位置	东、南、西、北	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.14 阀门型号	—	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.15 有无补偿器	有、无	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.16 井盖类型	—	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.17 井盖尺寸	—	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.18 钢塑转换接头	有、无	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.19 阀门连接形式	—	×	×	×	*	×	×	×
	7.6.20 阀门防腐形式	—	×	×	×	*	×	×	×
7.7 调压器	7.7.1 类别	专用、区域	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.2 压力等级	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.3 用户名称	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.4 结构	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.5 调压器类型	调压站、调压室、调压柜	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.6 进口压力	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.7 出口压力	2 kPa、2.3 kPa……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.8 进口管径	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.9 出口管径	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.10 流量	50 m ³ /h、75 m ³ /h……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.11 调压器型号	……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.12 进口阀类型	球阀、蝶阀、闸阀……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.13 出口阀类型	球阀、蝶阀、闸阀……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.14 调压阀型号	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.15 切断阀型号	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.16 附属设备	安全阀、压力表……	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.17 安装方式	落地式、挂壁式、埋地式	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.18 开闭状态	开启、关闭	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.19 计量表数量	—	×	×	×	×	*	×	×
	7.7.20 用户类型	—	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.21 主体阀口径	—	×	×	×	×	*	×	×
	7.7.22 有无护栏	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.23 有无电伴热	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.24 微流量放散状态	开启、关闭	×	×	×	×	√	×	×

表 B.2 燃气管道和附属设施专项属性（续）

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀室（井）	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
7.7 调压器	7.7.25有无安全阀	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.26安全阀状态	开启、关闭	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.27旋风过滤器	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.28有无集污罐	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.29有无集污池	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.30附属设备型号	—	×	×	×	×	*	×	×
	7.7.31通气人员	—	×	×	×	×	*	×	×
7.8 阴极保护装置	7.8.1类型	外加电流、牺牲阳极	×	×	×	×	×	×	√
	7.8.2测试桩或井	有、无	×	×	×	×	×	×	√
	7.8.3测试桩类型	桩、井	×	×	×	×	×	×	√
	7.8.4测试桩编号	—	×	×	×	×	×	×	*
	7.8.5阳极类型	镁阳极、锌阳极	×	×	×	×	×	×	√
7.9 凝水缸	7.9.1拆除水井梗	是、否	×	×	×	×	×	√	×
注：“√”表示应采集；“*”表示宜采集；“×”表示可不采集。									

B.3.3 状态属性

燃气管道和附属设施状态属性见表 B.3。

表 B.3 燃气管道和附属设施状态属性

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀门	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
8 状态属性	8.1泄漏	需描述管道类型及泄漏发生的相关部位： a) 无泄漏 b) 室外地面燃气浓度 c) 阀井内燃气浓度 d) 非燃气管沟（无人居住建构筑物内）燃气浓度 e) 有人居住建物内燃气浓度 f) 水面冒泡、植被枯萎 g) 燃气喷涌而出，大量泄漏 h) 燃气泄漏并有爆炸或燃烧	√	√	√	√	√	√	×

表 B.3 燃气管道和附属设施状态属性（续）

属性分类	属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀门	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
8 状态属性	8.2 占压	a) 无占压 b) 建(构)筑物固定占压 c) 深根植物占压 d) 车辆等临时占压 e) 其他占压	√	√	√	√	√	√	√
	8.3 腐蚀	需描述管道类型及腐蚀发生的相关部位： a) 无腐蚀 b) 防腐层破损 c) 油漆剥落等一般锈蚀 d) 严重锈蚀	√	√	√	√	√	×	×
	8.4 异常变形	a) 无异常变形 b) 土体塌陷、滑坡、下沉等现象 c) 管道裸露变形 d) 管件异常拉伸、弯曲变形 e) 测试桩/井倾斜、沉降、变形	√	√	√	×	√	×	×
	8.5 外来施工影响	a) 无外来施工影响 b) 爆破 c) 取土 d) 沟槽、基坑、打桩等施工 e) 堆积、焚烧垃圾 f) 河流穿越管道清淤、淘沙、抛锚 g) 其他	√	√	√	√	√	√	√
	8.6 功能异常	a) 功能正常 b) 阀门无法启闭 c) 调压装置:工作/关闭/切断压力工况异常、安全阀异常、仪器仪表异常等 d) 阴极保护装置:开路/闭路电位异常、输出电流异常、测试桩损坏/失效、牺牲阳极损坏/功能失效	×	×	×	√	√	√	√
	8.7 实物信息与图档不一致	a) 一致 b) 基础属性错误 c) 状态属性错误 d) 其他错误	√	√	√	√	√	√	√
	8.8 其他	a) 正常 b) 标志损坏 c) 管道表面划伤 d) PE管暴露空气中 e) PE管与热力管道间距过近 f) 防护设施损坏 g) 阀门井盖丢失、井内堆积杂物等 h) 调压装置:箱体损坏/异常、基础/支座损坏、积水、指示/警示标识缺失、安全间距不足、噪声扰民等	√	√	√	√	√	√	√
注：“√”表示应采集；“*”表示宜采集；“×”表示可不采集。									

B.3.4 管理属性

燃气管道和附属设施管理属性见表 B.4。

表 B.4 燃气管道和附属设施管理属性

属性分类	管理属性		设施类型						
	属性名称	描述	埋地管道	穿越管道	跨越管道	阀室（井）	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
9 管理属性	9.1 制卡日期	—	×	×	×	√	√	√	√
	9.2 巡查记录	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.3 异常次数	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.4 外来施工交底	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.5 监护次数	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.6 现场监护记录	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.7 占压	有、无	√	√	√	√	√	√	√
	9.8 保养期限	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.9 保养记录	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.10 检修周期	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.11 维修记录	—	√	√	√	√	√	√	√
	9.12 是否停用	是、否	√	√	√	√	√	√	√
	9.13 当前状态	正常、停用、废弃	√	√	√	√	√	√	√
	9.14 警示标志	—	√	√	√	√	√	√	√
注：“√”表示应采集；“*”表示宜采集；“×”表示可不采集。									

B.4 管件采集科目

管件属性见表 B.5。

表 B.5 管件属性

属性分类	属性		管件类型	
	属性名称	描述	计量表	其他管件
1 基本属性	1.1 管件名称	弯管、三通、大小头、管盖、管塞、盲板、波纹管补偿器、套筒、平承、平插、四通、大弯、钢塑转换大弯、封堵专用管件、封闭式开孔专用管件、法兰、钢塑法兰、钢塑接头、绝缘法兰、绝缘接头、双承套筒、不锈钢抱箍等	√	√
	1.2 所属设施编号	专有编号	√	×
	1.3 所属设施代码	燃气统一编号	×	×
	1.4 标识码	数字化唯一编号	√	√

表 B.5 管件属性（续）

属性分类	属性		管件类型	
	属性名称	描述	计量表	其他管件
1 基本属性	1.5 出厂编号	—	√	×
	1.6 气源类型	天然气、液化气、人工煤气	√	√
	1.7 投资类型	自投、政府、用户	√	√
	1.8 设计年限	10年、20年、30年、40年、50年	√	√
2 工程属性	2.1 工程编号	—	*	*
	2.2 施工单位	—	*	*
	2.3 施工负责人	—	*	*
	2.4 监理单位	—	*	*
	2.5 设计单位	—	*	*
	2.6 验收人员	—	*	*
	2.7 测绘单位	—	*	*
	2.8 测绘人员	—	*	*
	2.9 埋设时间	—	√	√
	2.10 投运日期	—	√	√
	2.11 是否通气	是、否	√	√
3 材质属性	3.1 厂商	—	*	×
	3.2 出厂日期	—	*	×
	3.3 口径	—	√	×
	3.4 接口形式	钢管管件：焊接连接、螺纹连接、法兰连接 铸铁管管件：承插连接、机械连接、对接 PE管管件：热熔（电熔）连接	*	×
4 位置属性	4.1 所属分企业	—	√	√
	4.2 所属站点	—	*	*
	4.3 所属行政区	—	√	√
	4.4 所属街道	—	*	*
	4.5 图幅编号	—	√	√
	4.6 图册编号	—	*	*
	4.7 路名	—	*	*
	4.8 路段	—	*	*
	4.9 小区或单位名称	—	×	×
	4.10 地址	—	*	*
	4.11 所处位置	道路、街坊	√	√
	4.12 埋设位置	绿化、人行道、快车道、慢车道	*	*

表 B.5 管件属性（续）

属性 分类	属性		管件类型	
	属性名称	描述	计量表	其他管件
4 位置 属性	4.13埋设深度	—	*	*
	4.14坐标 X	—	√	√
	4.15坐标 Y	—	√	√
	4.16坐标来源	物探、测绘	√	√
	4.17周边有无轨道交通	有、无	√	√
5 压力 属性	5.1压力级制	GB 50028	√	×
	5.2计量表类型	涡轮、膜式	*	×
	5.3计量表规格	G400、G100、G16	*	×
	5.4类别	工业、营业	*	×
	5.5数据采集方式	现场、远程	*	×
注：“√”表示应采集；“*”表示宜采集；“×”表示可不采集。				

附 录 C
(资料性)
重点区域识别记录表与清单

C.1 重点区域识别记录表

燃气管道重点区域识别记录见表 C.1。

表 C.1 燃气管道重点区域识别记录表

类型			名称	
位置	××区××路×××		识别日期	
坐标信息	经度		识别依据	
	纬度		识别等级	
详细 描 述	文字描述			
	1. 具体类型名称 2. 涉及管道长度等尺寸信息 3. 周围环境 4. 其他信息			
	附图			
识别人员			审核人员	

C.2 重点区域识别清单

燃气管道重点区域识别清单见表 C.2。

表 C.2 燃气管道重点区域识别清单

序号	类型	名称	坐标位置		详细描述		识别人员	识别时间	识别依据	等级	状态管理		
			经度	纬度	文字描述	附图					当前状态	采取措施	变更时间

附 录 D

(资料性)

燃气输配管道风险评估方法

D.1 风险评估方法

D.1.1 方法选择

风险评估方法分为定性、半定量和定量三种,应根据燃气管道复杂性、收集数据质量、评估目的等选择合适的方法。

- a) 定性风险评估利用工程经验分析失效可能性和后果,常用方法包括安全检查表、危险性预分析法等。
- b) 半定量风险评估采用相对数值来表示管道失效可能性和失效后果的大小,常用方法包括风险矩阵法、指标体系法等。
- c) 定量风险评估在统计数据基础上对失效可能性和后果进行量化分析,包括场景模型分析法、概率评估法等。风险评估方法需要有足够的分析性和预测性,其重点并非得到一个风险值,而是将风险分析融入到完整性管理中,为决策提供依据。
- d) 定性和半定量风险评估方法结果相对简单,并非基于统一的单位,用于风险控制措施效果对比或效益成本分析时,需补充数据,通过其他分析评估方法辅助完成。实践中,定性和半定量风险评估方法适用于小型、简单的管道系统。
- e) 定量风险评估方法适用于所有决策类型,其算法和输出使用一致单位,且指标量化可追溯,可用于优选风险控制措施。其中,概率评估法用于筛选风险控制措施效果最优,所采用的模型通过概率分布表示输入参数不确定性和输出结果可靠性,可辅助分析决策。定量评估方法可用于评估定期检验、维修等管道完整性活动最佳间隔时间,其采用的模型可通过变化间隔时间来评估失效概率和风险水平,并对比分析确定最佳间隔时间。

D.1.2 风险评估模型验证

D.1.2.1 风险评估方法可采用多种分析模型,需重点分析模型输入参数不确定性对结果的影响,以补充数据减少结果不确定性。对输出结果影响最大的输入参数称“风险驱动因素”,需制定有效风险控制措施。

D.1.2.2 定期对风险评估的失效可能性和后果分析模型、输入和输出参数进行验证,以确保模型能准确反映管道系统风险。

D.1.2.3 模型输入参数的验证包括下列内容:

- a) 输入参数应准确表征当前管道状况;
- b) 模型和算法结构的合理性,确保正确表达输入参数之间关系。

D.1.2.4 模型输出参数的验证包括下列内容:

- a) 评估结果与历史失效数据的一致性;
- b) 表征后果参数的全面性和结果准确性,确保结果具有代表性。

D.2 数据收集

D.2.1 收集数据应能满足风险评估模型需要,并保证收集数据真实有效。

D.2.2 评估人员熟悉风险模型数据集的特征,必要时,开展数据完整性和不确定性分析,以保证数据质量。

D.2.3 定期采取措施提高数据质量和完整性,输入参数应能代表每个管段风险因素的最佳当前可用信息,尽可能利用管段和位置特定数据来开发风险评估模型。

D.2.4 持续检查现场数据采集表,确保以预期格式和质量收集所需数据。

D.3 危害因素识别

D.3.1 以充分发掘当前燃气管道真实存在的潜在危险为目的,识别方法包括资料审查和现场调查。

D.3.2 燃气管道及附属设施潜在危害因素包括开挖破坏、腐蚀、材料或焊缝缺陷、自然力破坏、其他外力损伤、操作不当、设备失效、其他危害等八大类。根据危害因素特征和形成阶段,细分为下列四种。

- a) 固有危害。包括制造与安装、改造、维修施工过程中产生的材料、焊接或接头缺陷,包括制管阶段的管体螺旋或直焊缝缺陷、管材缺陷、施工阶段的环焊缝缺陷、划伤、褶皱、屈曲、热熔和电熔接头缺陷等。
- b) 运行过程中与时间有关的危害。包括内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀、杂散电流腐蚀、老化等。
- c) 运行过程中与时间无关的危害。包括第三方损坏、外力破坏、操作不当、设备故障、生物损坏等。
- d) 其他影响管道安全的潜在危害。

D.3.3 识别不符合国家法律法规和标准要求的燃气管道异常状况,以及造成管道风险升高的因素,包括但不限于下列内容:

- a) 占压;
- b) 管道与周边设施安全距离不足;
- c) 地区等级升级导致管道不满足设计要求;
- d) 周边环境对管道日常管理和抢维修影响;
- e) 外界对管道可能造成的损伤;
- f) 管道本体以及附属设施的结构或功能缺失;
- g) 特定管道风险的应急预案与技术缺失;
- h) 燃气企业内部、企业与施工方、周边公众信息沟通和宣传不畅,管道路由土地使用权纠纷。

D.3.4 危害因素识别过程中,由于部分因素导致管道失效的概率较低,但其后果极为严重,结合其后果的严重性,进行识别排序,辨识对风险、失效可能性、后果等影响最大的风险驱动因素。

D.3.5 危害因素识别过程中,分析不同潜在危害因素的关联关系,避免风险较低的危害因素交互作用产生重大风险。

D.4 单元划分

D.4.1 燃气管道单元划分宜将具有相同材质、同一建设时期、同一管理区域、相似周边环境的管线划分为同一单元,具体划分可根据表 D.1,并结合各地区的实际情况合理确定。

D.4.2 燃气管道的阀室(井)、调压装置、阴极保护装置、凝水缸等附属设施,可根据燃气企业分类管理需求,作为单独单元进行风险评估。

表 D.1 单元划分

管道类型	划分方式	划分原则
次高压以上燃气管道 (>1.6 MPa)	管段划分	a) 根据管道的规格、材质、防腐层类型、敷设方式等属性和运行压力、介质、地区等级等运行环境; b) 连续长度原则上不超过 5 km

表 D.1 单元划分（续）

管道类型	划分方式	划分原则
次高压及以下燃气管道 (≤ 1.6 MPa)	区域划分	a) 具有相同的材质、建设和投用时间、行政区块、管理单位等； b) 具有相似的区域环境,如住宅区、商业区等； c) 依据 GB 55009、GB 50028 规定,具有相同的最高工作压力等级； d) 单独供应的商业用户个体可划分为一个单元； e) 进入小区的庭院低压管道,可根据小区和住宅建设年限进行划分； f) 同一降风险措施可能会有效降低风险的区域

D.5 风险计算

D.5.1 失效可能性分析

D.5.1.1 失效可能性分析将管道所有可能的危害因素量化输入,通过一个或多个风险评估模型或算法组合,评估管道失效的总体可能性,重点分析各危害因素之间交互作用以及对失效可能性结果的影响。

D.5.1.2 可采用事故树或故障树方法建立燃气管道典型失效可能性分析模型,再组合评估总失效可能性。当采用指标评估模型时,使用统一固定的数值权重或平均权重可能导致评估结果失真,应加以修正。

D.5.1.3 燃气管道单元划分后,分析每个单元的失效可能性因素,包括所有危害因素、预防或缓解措施及有效性、管道抵抗失效或故障的能力等三个方面指标。

D.5.1.4 评估失效可能性分析中存在的确定性因素,包括模型的边界条件、输入参数假设和阈值,以及其对结果的影响。

D.5.2 失效后果分析

D.5.2.1 失效后果分析可利用风险分析模型建立管道故障或失效后的后果场景,分析驱动后果场景变化的因素以及其相互关系,并评估管道故障或失效对周围环境、公众人员等受灾体带来的总体后果。

D.5.2.2 失效后果评估模型应包括下列关键要素。

- a) 泄漏介质危害:燃气的易燃易爆性。
- b) 介质泄漏特性:泄漏速率和体积。
- c) 介质扩散特性:在何时、何地沿哪些路径扩散,以及引发的灾害。
- d) 受灾体:包括公众、企业人员、环境、私人和公共财产等。
- e) 预期损失:燃气企业介质泄漏的直接损失,以及企业和其他利益相关者为保护受灾体而做的预防或应急保护支出等损失估计。可单独衡量不同类型受灾体的后果,通过统一标准,转化为代表后果总损失的单一等值,例如人民币,则可促进最佳决策。

D.5.2.3 采用指标评估法进行后果计算时,应确定评分项权重和评分细则,计算各评分项得分之和,即失效后果得分 C。

D.5.3 风险值计算

采用合适的风险评估模型,结合管道危害因素类型和失效特点,对管道单元进行失效可能性和

后果计算,按公式(D.1)计算管道单元的风险值 R ,以表征燃气管道特定区段位置的风险水平。

$$R = S \times C \dots\dots\dots (D.1)$$

式中:
 S ——失效可能性得分;
 C ——失效后果得分。

D.6 风险分级

D.6.1 管道单元的失效可能性和失效后果可进行等级划分,等级判定准则可参考表 D.2 和表 D.3 执行。

表 D.2 失效可能性等级判定准则

等级	描述	损伤失效事件事故概率(S)
5	频繁	每年发生3次以上
4	经常	每年发生至少1次
3	可能	3年发生1次
2	较不可能	10年以上发生1次
1	极不可能	50年从未发生

表 D.3 失效后果等级判定准则

等级	描述	失效后果影响指标分类							
		影响客户群户数 ^a (C_1)	财产损失 (C_2)	企业形象负面影响 (C_3)	法律或监管处罚(C_4)	人员伤亡 (C_5)	环境污染影响(C_6)	输配能力损失(C_7)	生产能力损失(C_8)
5	灾难	影响客户群户数>10 000,或影响比例>10%	财产损失≥500万元,或资产损失≥总值10%	受到公众严重谴责且政府介入调查	被政府关停业务的处罚	死亡≥2人,或受伤≥9人	引起严重污染,影响周围环境大于1个月	中压管道爆炸,次高压及以上管道火灾或爆炸	生产能力降低≥75%
4	危急	5 000<影响客户群户数≤10 000,或6%<影响比例≤10%	100万元≤财产损失<500万元,或总值5%≤资产损失<总值10%	受到政府关注,或通过报纸、电视、网络等受到公众谴责	受到法律诉讼被政府暂停业务或罚款处罚	死亡1人或7~8人受伤	引起严重污染,影响周围环境大于1周但不大于1月	低压管道爆炸,或中压管道火灾	50%≤生产能力降低<75%
3	严重	2 500<影响客户群户数≤5 000,或4%<影响比例≤6%	50万元≤财产损失<100万元,或总值2.5%≤资产损失<总值5%	受到公众谴责,小规模示威,或10份以上书面投诉	受到法律诉讼被政府书面或口头警告	4~6人受伤	引起严重污染,影响周围环境不大于1周	低压管道火灾	30%≤生产能力降低<50%

表 D.3 失效后果等级判定准则（续）

等级	描述	失效后果影响指标分类							
		影响客户 群户数 ^a (C ₁)	财产损失 (C ₂)	企业形象 负面影响 (C ₃)	法律或监管 处罚(C ₄)	人员伤亡 (C ₅)	环境污染影 响(C ₆)	输配能力损 失(C ₇)	生产能力 损失(C ₈)
2	轻微	1 000<影 响 客户群户数≤ 2 500,或 2% <影响比例≤ 4%	10 万元≤财 产 损 失 <50 万 元 ,或 总 值 1%≤ 资 产 损 失 <总 值 2.5%	少 于 10 份 书 面 或 口 头 投 诉	政 府 介 入 , 但 未 受 到 法 律 诉 讼	2~3人受伤	引 起 污 染 , 影 响 周 围 环 境 大 于 1 月	轻 微 漏 气 或 相 关 危 险 物 质 的 泄 漏 、 着 火 ,轻 微 影 响 运 行	20%≤生 产 能 力 降 低 < 30%
1	可 忽 略	影响客户群户 数≤1 000,或 影 响 比 例 ≤ 2%	财 产 损 失 < 500 万 元 ,或 资 产 损 失 < 总 值 1%	少 于 5 份 公 众 书 面 或 口 头 投 诉	政 府 未 介 入	1人受伤	引 起 污 染 , 影 响 周 围 环 境 不 大 于 1 月	轻 微 漏 气 未 着 火 ,不 影 响 运 行 ,无 需 外 界 援 助	生 产 能 力 降 低 <20%
管道单元的最终失效后果 $C = \text{Max}(C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8)$									
^a 影响客户群户数指管道单元的失效后果导致使用燃气的居民、商业、工业等终端用户群体的影响数量和比例。									

D.6.2 管道单元的风险等级可采用风险矩阵形式进行划分,按照严重性从高到低进行分级,典型风险矩阵见图 D.1。

D.6.3 风险矩阵等级划分为以下4级。

- a) 重大风险(Ⅳ级,红色):绝对不可接受。应采用工程、管理等专门措施进行立即处置,必要时停输整改,整改后重新风险评估,以确定将风险降低到可接受范围内。
- b) 较大风险(Ⅲ级,橙色):不可接受。应列入整改计划,采用工程、管理等控制措施限期整改,并重新风险评估,以确定将风险降低到可接受范围内。
- c) 一般风险(Ⅱ级,黄色):可接受但需关注。应纳入预防性维护计划,控制措施落实到位。
- d) 低风险(Ⅰ级,蓝色):可接受。不需要采取进一步措施降低风险。

D.6.4 管道单元风险等级可通过代表性颜色进行显示,便于识别。可采用柱状图、统计占比等形式定期分析风险分布情况和特定时间段内的主要危害因素。

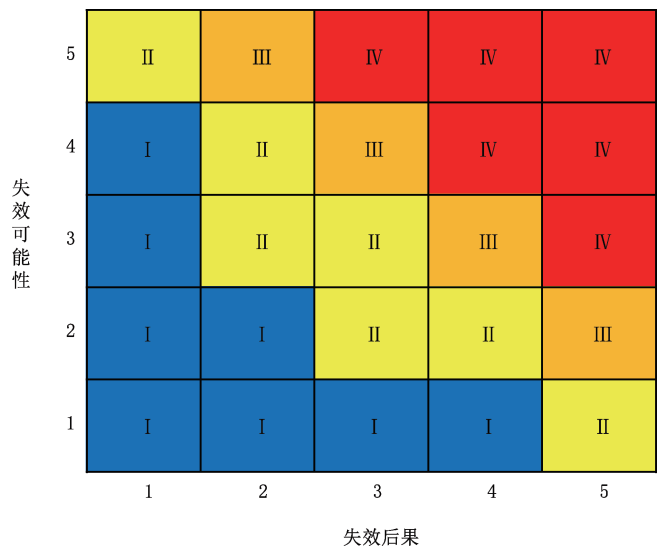


图 D.1 风险矩阵

D.7 风险控制措施

D.7.1 重大风险的控制措施充分论证后实施。在选择风险控制措施时应评估下列内容：

- a) 措施的有效性和可靠性；
- b) 是否使风险降低至可接受水平；
- c) 是否会产生新的危险源或危险有害因素；
- d) 是否已选定最佳的解决方案。

D.7.2 必要时,对较大及以上风险管道进行安全隐患排查和治理,治理前应开展风险再评估,根据评估结果优选风险控制措施。

附 录 E

(规范性)

燃气输配管道检测与监测方法

E.1 燃气管道检测方法

燃气管道检测方法的相关标准见表 E.1。

表 E.1 燃气管道检测方法的相关标准

方法分类	适用对象	相关标准
综合检测方法	钢质燃气管道	TSG D7003 TSG D7004 GB 32167 GB/T 37368
内检测	高压钢质燃气管道	GB/T 27699
外检测	燃气管道位置检测	CJJ 61
	钢质燃气管道外腐蚀、内腐蚀、 应力腐蚀	GB/T 37368 GB/T 30582 GB/T 34349 GB/T 36676
	钢质管道缺陷无损检测	GB/T 35090 NB/T 47013(所有部分)
	穿跨越管段	GB/T 37369
	聚乙烯管道接头	GB/T 29461 JB/T 10662 JB/T 12530(所有部分)
泄漏检测	所有燃气管道	CJJ/T 215

E.2 内检测

E.2.1 内检测实施前应评估管道的可检测性。当存在限制条件时,宜通过改造或临时调整运行工况使其具备内检测条件。

E.2.2 应根据检测目的选择合适的内检测方法和仪器,见图 E.1。各类型检测仪器性能指标应符合 GB 32167 和 GB/T 27699 的规定。

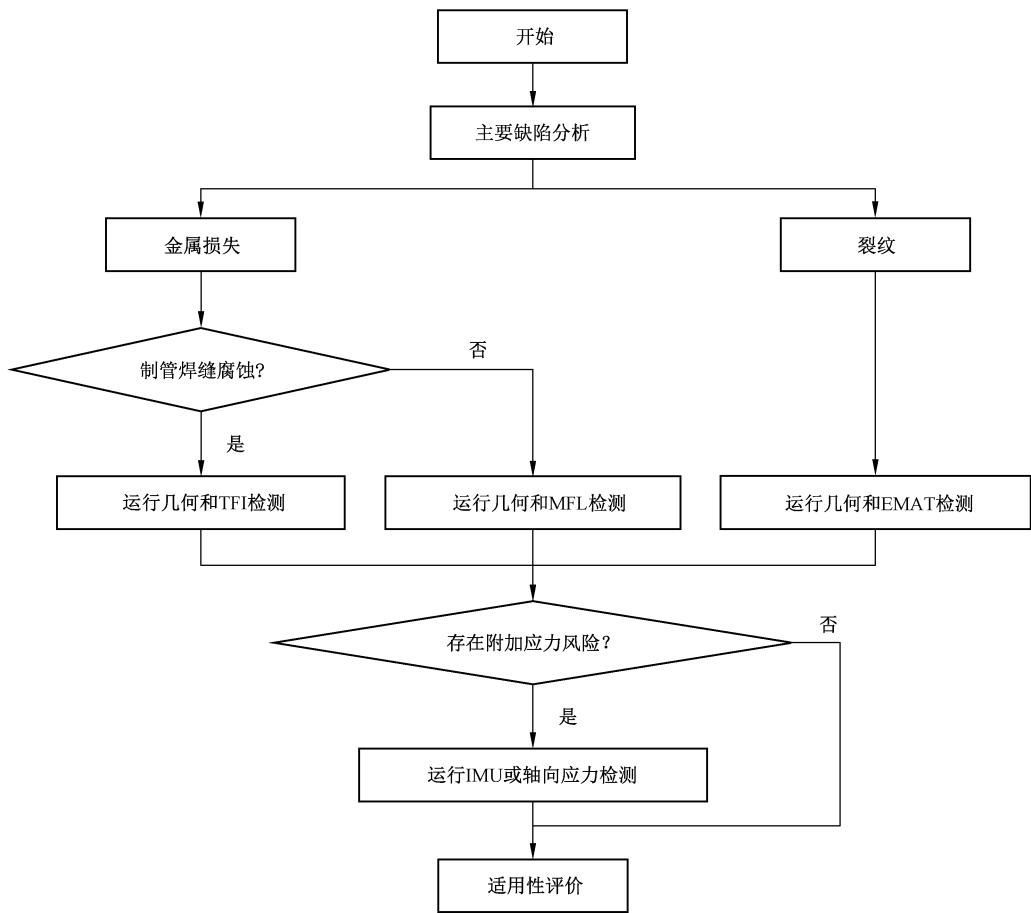


图 E.1 内检测技术选择流程

E.2.3 宜采用同类型内检测器历史运行的验证测量数据、牵拉试验和开挖验证等方法对仪器性能和检测结果进行评价验证。首次应用的新技术、新设备或检测新的缺陷类型应进行检测性能验证，并出具测试与评价报告。

E.2.4 内检测实施过程、检测特征列表和检测报告的提交应符合 GB/T 37368 的要求。

E.2.5 内检测器运行后应根据检测结果开展开挖验证，评价检测结果是否可接受。若不可接受，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；若仍不可接受，应重新实施检测。

E.2.6 新建高压燃气管道应满足多种内检测需求，管道设计应保证内检测器可通过性。投运前的基线内检测可作为新建工程验收依据。

E.3 外检测

E.3.1 外检测应根据检测对象和潜在损伤类型，利用有效检测手段，开展针对性检测工作。钢质管道外检测包括外损伤检测、内腐蚀检测和应力腐蚀检测。

E.3.2 外损伤检测包括环境腐蚀性、外防腐层、阴极保护系统、排流系统等不开挖检测，以及破坏和腐蚀位置的开挖检测。管道外损伤检测程序和内容可按 GB/T 30582 的规定执行。防腐层剥离引起的电屏蔽部分管段、附近埋设有金属构筑物的管道不宜开展外损伤检测。

E.3.3 高压、次高压燃气管道的外防腐层应定期专项检测，检测周期和条件应符合下列规定：

- a) 高压、次高压燃气管道的外防腐层每 3 年不少于一次；
- b) 中压管道防腐层检测每 5 年不少于一次；

- c) 低压管道防腐层检测每 8 年不少于一次；
- d) 再次检测的周期可根据上一次检测结果和维护情况适当调整,但不应超过定期检验的最大时间间隔；
- e) 已实施阴极保护的燃气管道,当出现运行保护电流大于正常保护电流范围、运行保护电位超出正常保护电位范围、保护电位分布出现异常以及异常外腐蚀等情况时,应检测管道防腐层。

E.3.4 燃气管道阴极保护系统应定期进行专项检测,检测周期及检测内容应符合下列规定：

- a) 牺牲阳极类阴极保护系统的检测每年不少于 1 次；
- b) 强制电流类阴极保护电源检测每年不少于 2 次,且间隔时间不超过 6 个月；
- c) 电绝缘装置检测每年不少于 1 次；
- d) 阴极保护电源输出电流、电压检测每周不少于 1 次。

E.3.5 当发现某区域内燃气管道腐蚀较为严重时,应进行现场腐蚀环境和管材耐腐蚀性专项调查。

E.3.6 燃气管道周边存在直流或交流杂散电流干扰源,以及管地电位存在异常偏移和波动时,应对杂散电流干扰情况进行专项调查和测试,包括预备性测试、防护工程测试和效果评定测试,并对干扰状况进行分析评价,以确定是否需要采取必要的防护措施。测量内容、参数以及要求按照 GB/T 19285 和 GB/T 50698 执行。

E.3.7 应按照下列准则对杂散电流干扰情况进行判定。当判定存在干扰时,应确定干扰位置、干扰形态和程度。

- a) 直流杂散电流干扰判定准则如下：
 - 1) 新建管道设计阶段,两侧 20 m 范围地电位梯度大于 0.5 mV/m 时,存在直流杂散电流；地电位梯度大于或等于 2.5 mV/m 时,可能受直流干扰影响,需评估确定是否需要采取防护措施；
 - 2) 无阴极保护的在役管道,管地电位相对自然电位正向或负向偏移大于或等于 20 mV 时,存在直流干扰；管地点位相对自然电位正向或负向偏移大于或等于 100 mV 时,应及时采取干扰防护措施；
 - 3) 有阴极保护的在役管道,干扰导致管道不满足最小保护电位要求时,应及时采取防护措施；
 - 4) 在役管道上存在边缘整齐、创面光滑、孔蚀状的腐蚀点,腐蚀产物呈炭黑色细粉状,有水分存在时可明显观察到电解迹象。
- b) 交流杂散电流干扰判定准则如下。
 - 1) 检测管道上的交流干扰电压不大于 4 V,可不采取防护措施；交流干扰电压大于 4 V,应根据交流电流密度进行干扰程度评估。
 - 2) 当交流干扰程度判定为“强”时,应采取防护；判定为“中”时,宜采取防护措施；判定为“弱”时,可不采取防护措施。交流干扰程度判定指标见表 E.2。

表 E.2 交流干扰程度判定指标

单位为安培每平方米

交流干扰程度	弱	中	强
交流电流密度	<30	30~100	>100

- c) 其他情况下的杂散电流干扰判定准则如下：
 - 1) 采用静态或动态杂散电流测试方法,测试管地电位或感应电流的波动情况；
 - 2) 管地电位波动值大于 200 mV,或感应电流波动值大于 2 A 时,应采取杂散电流排流保护或其他防护措施。

E.3.8 应分析管内介质流动状态来预测内腐蚀高风险点位置,并通过开挖抽查检验高风险点管道内腐蚀状况。管道内腐蚀外检测程序和方法应符合 GB/T 34349 的要求。有内防腐层和衬里的管道不宜开展内腐蚀外检测。

E.3.9 应通过管道应力腐蚀敏感段识别、敏感管段地面检测以及开挖处管体检测等方式判断并获取管道应力腐蚀开裂数据。管道应力腐蚀检测程序和方法应符合 GB/T 36676 的要求。

E.3.10 铸铁管道应当通过阀室(井)、露管段或者开挖等方式进行检测。开挖检测的抽查比例为 0.3 处/km,并根据检测结果确定是否需要进一步增加抽查数量。检测的主要内容包括铸铁管表面损伤和腐蚀情况,并进行管道壁厚测定;当有承插口时,还应对承插口状况进行检查。

E.3.11 聚乙烯管和钢骨架聚乙烯复合管外检测要求,包括下列内容。

- a) 应通过阀井的露管段或者开挖等方式进行检测,开挖点位置应选择发生过泄漏、沉降、第三方损坏等风险较大的位置、穿越位置、钢塑转换接头位置等。
- b) 抽查检测比例为 0.3 处/km,并根据检测结果确定是否需要进一步增加抽查数量。
- c) 检查内容包括管道表面有无鼓胀、气泡、槽痕或凹痕等缺陷,管道有无老化降解迹象,钢塑转换接头的质量状况等,并进行壁厚测量。
- d) 必要时,可对开挖管道的焊接接头进行无损检测,检测方法按 GB/T 29461 和 JB/T 12530 的规定执行。

E.4 泄漏检测

E.4.1 燃气管道泄漏应采用仪器进行检测,检测内容、方法和周期应符合 CJJ/T 215 的规定。

E.4.2 泄漏检测周期应结合管道类型和材质、使用年限、风险水平、环境腐蚀条件、历史泄漏频率等综合确定。泄漏检测周期或频率按照下列规定执行。

- a) 新通气管道应在 24 h 内进行 1 次泄漏检测,并在通气后一周内进行复测,2 次检测均无泄漏,纳入正常管道泄漏检测计划中。管道附属设施在更换或检修完成通气后应立即进行泄漏检测,并应在 24 h~48 h 内进行 1 次复检。
- b) 在役燃气管道泄漏检测周期可按照表 E.3 的规定执行。
- c) 管道服役时间超过 20 年和设计工作年限 1/2 中的最小值时,泄漏检测周期应缩短至原周期的 1/2。
- d) 埋地管道因腐蚀发生泄漏后,应对管道腐蚀控制系统进行检查,并根据结果对该区域内腐蚀因素相似管道的泄漏检测周期进行调整,加大泄漏检测频率。
- e) 发生地震、塌方、塌陷、洪水冲击等自然灾害后,应立即对所涉及管道和附属设施进行泄漏检测,根据检测评估结果对原有的泄漏检测周期进行调整,加大泄漏检测频率。
- f) 漏气多发、重车碾压、电气轨道和立交桥附近运行状态较差的管道应提高泄漏检测频率。
- g) 重要地区、敏感场所以及保障期间相关场所燃气设施应提高泄漏检测频率。

表 E.3 在役燃气管道泄漏检测周期

风险等级	检测周期 ^a	改善措施
低风险(Ⅰ级)	1次/年	维持现有控制措施
一般风险(Ⅱ级)	2次/年	适度关注,适当时采取改进措施
较大风险(Ⅲ级)	1次/季	制定改善计划,按计划进行
重大风险(Ⅳ级)	1次/月	不可接受,立即整改,紧急情况下应停止供气
某管段在5年内发生过因腐蚀、老化、接口等自身原因的泄漏,风险评估提升一个等级,若较频繁发生泄漏(近期内1年内2次以上),则至少为Ⅲ级		
^a 北方冬季供暖时期,泄漏检测周期应缩短。		

E.4.3 泄漏检测人员应根据燃气管网规模及设备设施的数量等因素配置,并通过相关知识及检测技能的培训。

E.4.4 埋地燃气管道的常规泄漏检测宜按泄漏初检、泄漏判定和泄漏点定位的程序进行。管道附属设施的泄漏检测宜按泄漏初检和泄漏点定位的程序进行。

E.4.5 泄漏初检按照下列规定执行:

- a) 埋地燃气管道的泄漏初检宜在白天进行,且宜避开风、雨、雪等恶劣天气;
- b) 步行泄漏检测时,应对管线及中心线两侧至少 1.0 m 有效范围内其他市政管道井或管沟等有限空间、道路接缝、路面裂痕等处的燃气浓度进行检测;
- c) 车辆泄漏检测时,应对管线及中心线两侧至少 3.0 m 有效范围内其他市政管道井或管沟等有限空间、道路接缝、路面裂痕等处的燃气含量进行检测;
- d) 埋设于车行道下的管道宜采用车载仪进行快速检测;
- e) 埋设于人行道、绿地、庭院等区域的管道宜采用手持检漏仪进行检测;
- f) 架空及过河管道等不能到达位置应使用甲烷激光遥测仪进行遥测;
- g) 对管道法兰、焊口及螺纹等连接处进行检测时,检测仪器探头应贴近被测部位;
- h) 对阀室(井)、调压室(箱)等进行检测时,检测仪器探头宜插入井盖开启孔内和调压箱百叶窗内进行检测;
- i) 采用车载检漏仪、手持检漏仪等方法进行泄漏检测时,检测距离和速度不应超过仪器的限定值;
- j) 在使用仪器进行泄漏检测时,应同时识别燃气异味,并观察燃气管道周围植被、水面积水等环境变化。

E.4.6 泄漏检测仪器应满足下列要求:

- a) 仪器性能应符合 CJJ/T 215 的规定;
- b) 仪器应按照产品说明书的要求定期校准,并在其校准的有效期内使用;
- c) 检测前对仪器进行整体检查,检测后对仪器进行擦拭,仪器内部灰尘过滤器应定期检查,保持清洁。

E.4.7 泄漏检测存在下列情况之一时,应检测周边建(构)筑物内的燃气浓度:

- a) 检出泄漏点的燃气浓度超过 0.1%;
- b) 泄漏区域历史检出泄漏点数量超过 50 个。

E.4.8 进入阀室(井)、调压室(箱)等进行泄漏检测时,应符合下列要求:

- a) 氧气浓度大于 19.5% VOL;
- b) 可燃气体浓度小于 20% LEL;
- c) 一氧化碳浓度小于 30 mg/m³(26.1 ppm);
- d) 硫化氢浓度小于 10 mg/m³(7.2 ppm)。

E.4.9 泄漏检测发现下列情况时,应进行泄漏判定:

- a) 检测仪器有浓度显示;
- b) 空气中有异味或有气体泄出声响;
- c) 植被枯萎、积雪表面有黄斑、水面冒泡等。

E.4.10 泄漏判定按照下列规定执行:

- a) 接到燃气泄漏报告时,应直接进行泄漏判定;
- b) 对泄漏初检疑似区域和外界报警位置点,采用燃气辨识仪(色谱/激光)、嗅探犬等,判断是否为燃气泄漏;
- c) 确认为燃气泄漏的,应立即查找漏点;

- d) 确认为非燃气泄漏的,应以有效的通知方式,告知业主单位或政府主管部门,并做好相应记录;
 - e) 对于无法准确判定区域,应持续跟进检测。
- E.4.11** 泄漏点定位按照下列规定执行。
- a) 发生燃气事故时,应直接进行泄漏点定位。
 - b) 根据泄漏判定结果,采用燃气嗅探犬、探孔检测、开挖检测等方法确定燃气泄漏位置。如上述方法不能确定泄漏点位置,经风险评估存在影响公众安全风险时,应对怀疑区域管道采取停气分段压力试验,或者使用其他示踪气体的方法,判定泄漏点位置。
 - c) 针对管道附属设施、引出管、法兰、焊口及螺纹连接处等部位,泄漏初检发现有燃气浓度显示、空气中有异味或泄漏声响时,应进行泄漏点定位检测。泄漏点可采用皂液检漏法定位检测。
 - d) 阀井等地下场所内检测到有燃气浓度而未找到泄漏部位时应扩大查找范围。
- E.4.12** 泄漏点等级评估按照下列规定执行。
- a) 当检测出泄漏点时,应对其进行原因分析。根据泄漏浓度、周边环境、压力等级等要素,分析泄漏潜在影响及风险大小。
 - b) 应根据泄漏点的危险程度进行等级划分,并根据危险等级采取泄漏处置、扩大检测、应急管理风险控制措施。泄漏点分级见表 E.4。

表 E.4 泄漏点分级

泄漏点分级	危险程度	分级条件
Ⅲ级	发现时对人身或财产危害较大,应立即进行修复	a) 听到、看到、感觉到等可直观确认气体泄漏的; b) 建筑物内或建筑物下有燃气积存的; c) 其他燃气管道井、管沟内可燃气体检测器显示可燃气体读数,并分析确认为燃气泄漏的; d) 燃气泄漏读数来自距建筑物5 m内压力大于0.1 MPa的燃气管道; e) 燃气管道沿途地面燃气浓度达到400 ppm(80%LEL)及以上的。 以上条件只需有一个条件具备,即为一级泄漏
Ⅱ级	发现时对人身或财产的危害较小,可制定计划及时修复,并应采取措施持续监测	燃气管道所经地面燃气浓度达到201 ppm~400 ppm(80%LEL)
Ⅰ级	发现时无危害,并且可在较长时间内保持无危险的状态	燃气管道所经地面燃气浓度达到0 ppm~200 ppm
如果地上管道及附属设施检测发现泄漏,使用手工工具紧固后阻止泄漏的,不执行该分级标准。 如果现场确认燃气泄漏,但是不能确定泄漏点的,提升一级处置,并使用相关方法协助排查		
注:泄漏点等级分为三级,Ⅲ级表示危险程度最大,Ⅰ级表示危险程度最小。		

E.5 监测

- E.5.1** 燃气企业宜对泄漏、第三方损坏、地质与自然灾害等高风险管段和途径公众聚集区、易燃易爆场所、相邻地下密闭或半密闭空间等重点区域进行安全运行风险监控预警。
- E.5.2** 监测方案应根据燃气管道的敷设环境、损伤失效类型、现场条件等因素确定,包括监测方法选择、设备和传感器选型、位置布设、信号传输方式、布防要求等,并明确监测范围、技术指标和报警阈值。

E.5.3 可选用下列一种或多种方法对燃气管道及附属设施高风险部位和重点区域进行监测：

- a) 存在腐蚀、变形、振动、泄漏等影响管道本体安全的管段,可采用测厚、变形、振动、浓度探测等监测方法；
- b) 调压站(含调压箱)、阀室(井)等附属设施区域,可采用压力、流量、流速、温度、气质等安全运行参数监测,以及激光或微波泄漏扫查、红外监测、智能视频等环境监测方法；
- c) 存在管道位置不清、交叉施工、易第三方损坏等区域,可采用电子标签、电子界桩、振动、智能视频等监测方法；
- d) 存在沉降、滑坡、洪水等自然与地质灾害易发区域,可采用管道位移、应变、振动等监测和地质变化卫星遥测等方法；
- e) 同沟敷设光缆的管道,可采用光纤传感监测方法；
- f) 其他物联感知、航空监测、舆情监测等方法。

E.5.4 监测设备选择和安装应兼顾现场环境、设备运行条件、安全管理等要求,安装后应对设备进行功能调试,以及灵敏度、定位、报警率等性能指标测试,并形成相关测试和验收报告。

E.5.5 燃气企业可在完整性管理信息系统基础上,建立燃气管道安全风险综合监测预警子系统,对所有监测设备或智能终端采集数据进行集中处理、研判预警、统计分析、信息发布、响应处置等工作,实时感知燃气管道安全运行状态。

E.5.6 应根据严重程度对监测报警信息进行分级管理。收到严重事件报警信息时,应立即对管道安全和燃气泄漏燃爆风险进行研判分析,并及时进行响应处置。

E.5.7 定期对监测设备和预警系统进行校准和维修管理,出现故障时应及时修复,修复期间应采取应急安全防范措施。

E.5.8 定期对燃气管道监测记录、报警信息、异常情况等进行统计分析,评估监测有效性、报警原因、异常分类等内容,结合风险评估结果,编制安全风险监测预警分析报告。

E.6 其他

E.6.1 可采用非开挖检测方法识别铁磁性材料管道管体损伤、应力集中等异常情况,例如磁力层析检测、瞬变电磁检测等。

E.6.2 特殊部位开挖检查时,宜对管道初始应力进行检测,可采用的方法包括超声临界折射纵波法、纳米压痕法等无损检测方法。

E.6.3 对有可能发生 H_2S 腐蚀、材质劣化、材料状况不明的管道,或者使用年限超过 15 年并且进行过腐蚀、劣化、焊接缺陷修理改造的次高压及以上燃气管道,应进行管材理化检验。理化检验项目应包括化学成分分析、硬度测试、力学性能测试、金相分析。

E.6.4 当缺少管段完整性评价的历史数据时,可与同期建设、相同材质且制管工艺、焊接工艺、输送工艺等条件相似的管道进行类比分析。

附录 F

(资料性)

燃气输配管道适用性评价方法

F.1 适用性评价方法

F.1.1 适用性评价类型包括管道及附属设施结构异常评价、材料适用性评价以及异常工况评价。结构异常评价主要针对管体异常进行应力分析,对管体缺陷进行剩余强度评价与超标缺陷安全评定,对与时间相关缺陷的剩余寿命预测;材料适用性评价主要针对老化管道或特殊腐蚀条件下材料是否满足使用要求进行的评价;异常工况评价主要针对管道运行参数和介质发生改变、地区等级升级等进行的评价工作。

F.1.2 适用性评价内容主要包括:评价数据准备、缺陷数据统计与致因分析、评价方法选择、应力分析、耐压强度校核、剩余强度评价、剩余寿命预测、材料适用性评价、再检测周期确定、措施与建议等。根据评价对象和需求,针对性选择评价方法。

F.1.3 适用性评价依据管道及附属设施的检测工作执行,应确保对管道损伤机制识别的准确性,评价方式可为缺陷的单一评价,也可为局部区域管段适用性的整体评价。

F.1.4 适用性评价宜评估获取缺陷数据的检测设备的精度误差。

F.1.5 钢质燃气管道常见缺陷可分为体积型、平面型和几何变形等3类,具体分类包括下列内容:

- a) 体积缺陷:局部减薄(含腐蚀)、划痕、气孔、夹渣、深度小于1 mm的咬边等;
- b) 平面缺陷:裂纹、未熔合、未焊透、深度不小于1 mm的咬边等;
- c) 几何变形:凹陷、皱褶、屈曲、鼓胀、椭圆变形等。

F.1.6 确定管道在一定的安全限度内是否具有足够的结构强度及刚度,以抵御管道运行过程中所识别出的各种载荷,并针对增长型缺陷进行管道寿命预测。

F.1.7 管体缺陷适用性评价包括下列内容:

- a) 缺陷的类型、分布及严重程度统计,并分析原因,提出管道风险控制及安全运行建议;
- b) 根据缺陷统计分析结果和数据收集情况,可参照表 F.1 推荐的标准进行剩余强度评价和剩余寿命预测;
- c) 当无法区分体积缺陷或平面缺陷时,宜按照平面缺陷进行评价;
- d) 宜根据开挖验证结果修正与时间相关缺陷的增长速率预测。

F.1.8 如有两种或两种以上检测结果,宜将数据进行对齐,并分析关联性,同时开展综合评价,见 GB/T 42033。综合评价宜优先采用内检测数据,同时结合其他检测、监测及外部环境评估的结果数据等。

F.2 剩余强度评价

F.2.1 不同部位及类型缺陷的剩余强度评价可按照下列规定进行:

- a) 直管上体积缺陷剩余强度评价可参考 GB/T 30582、GB/T 19624 和 GB/T 35013 进行;弯头和弯管上体积缺陷应按 GB/T 30582 和 GB/T 35013 进行;
- b) 直管段上平面缺陷剩余强度评价应按 GB/T 19624 进行;
- c) 凹陷剩余强度评价应按 GB/T 30582、GB/T 35013 进行,椭圆变形应按 GB/T 35013 进行,其他管道几何变形可采用有限元分析方法进行仿真计算;
- d) 对于含对接焊缝错边和斜接等缺陷管道的剩余强度评价,应按 GB/T 35013 进行;
- e) 对于含弥散损失缺陷、分层缺陷等缺陷管道的剩余强度评价,应按 SY/T 6477 进行。

- F.2.2** 存在较大附加应力的管段,采用理论分析、数值模拟或应力测试方法进行应力分析计算。
- F.2.3** 管道最大允许操作压力提高、地区等级升级或运行温度改变时,应按 GB 50028 规定方法进行耐压强度校核。
- F.2.4** 管道沿线土体位移较大时,宜根据监测数据,建立管土耦合评价模型,分析管道轴向附加载荷,并评估其对管道本体及焊缝的安全影响。

表 F.1 缺陷类型与评价标准适用性对照表

缺陷类型	相关标准
腐蚀	GB/T 19624 GB/T 30582 GB/T 35013
划痕	SY/T 6477
管体制造缺陷	GB/T 19624 GB/T 35013
分层	GB/T 30582 GB/T 35013
凹陷	GB/T 30582 GB/T 35013
焊缝缺陷	GB/T 19624 GB/T 35013
裂纹	GB/T 19624 GB/T 35013
管体制造缺陷涵盖范围较大,评价时宜进一步区分为平面型、体积型或其他类型。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,评价时应重点分析	

F.3 剩余寿命预测

- F.3.1** 对与时间有关缺陷进行剩余寿命预测时,应根据管道投用时间、缺陷致因等信息建立管道缺陷增长预测模型,根据寿命预测结果,确定下次检验时间。管道的腐蚀剩余寿命预测可按照 GB/T 30582 进行。
- F.3.2** 对裂纹类缺陷的剩余寿命预测可按照 GB/T 19624 执行。
- F.3.3** 当发现聚乙烯燃气管道存在明显材料老化现象时,应分析管道投用时间、运行工况、老化程度,建立材料老化预测模型,进行剩余寿命预测。

F.4 材料适用性评价

- F.4.1** 钢质管道输送介质改变为更危险介质或腐蚀环境发生显著改变时,可按照 GB/T 30582 进行材料适用性评价。
- F.4.2** 服役年限较长的聚乙烯燃气管道存在材质老化降解、蠕变疲劳等现象时,应现场取样进行氧化诱导时间、熔体质量流动速率、力学性能等材料性能测试和适用性评价。

F.5 泄漏区域危险性评估

- F.5.1** 燃气管道结合定期检验和泄漏专项检验结果,定期进行泄漏区域危险程度分析与等级评估。

- F.5.2** 评估范围应覆盖所有管网区域,单元划分宜与风险评估单元保持一致。
- F.5.3** 燃气管道运行超过 10 年时应进行首次泄漏评估工作,首次评估后,结合定期检验周期进行复评。
- F.5.4** 泄漏评估收集该周期内燃气管网所有泄漏历史记录,结合上次评估结果,进行泄漏区域危险等级评估与划分,见表 F.2。

表 F.2 泄漏区域危险性等级评估

危险等级	等级划分条件	
三级	存在下列条件之一：	
	a) 评估单元内存在Ⅲ级危险等级的泄漏点； b) 评估单元内存在Ⅱ级危险等级泄漏点数量≥3个	
二级	存在下列条件之一：	
	a) 评估单元内存在Ⅱ级危险等级泄漏点数量<3个； b) 评估单元内均为Ⅰ级危险等级泄漏点,但半年内泄漏次数超过2次的	
一级	评估单元内全部为Ⅰ级危险等级的检出泄漏点	
	A	>50个
	B	25个~50个
	C	<25个
注1：泄漏点的危险等级评估见表E.4。		
注2：泄漏点等级分为三级,Ⅲ级表示危险程度最大,Ⅰ级表示危险程度最小。		
注3：泄漏区域危险性等级分为三级,三级表示危险等级最大,一级表示危险等级最小。		

附 录 G

(资料性)

燃气输配管道常用风险控制措施

G.1 燃气管道常用风险控制措施

G.1.1 城镇燃气管道常用风险控制措施见表 G.1。根据危害因素和风险等级选取一种或多种适用的控制措施用于降低风险。

G.1.2 针对失效可能性小但后果严重的危害因素,在风险控制过程中采取预防措施。

表 G.1 燃气管道常用风险控制措施

序号	风险致因		可选择的风险控制措施	相关标准
	风险分类	二级因素		
1	腐蚀	外腐蚀	a) 加强管道内外检测; b) 修复防腐层; c) 检测与维护阴极保护系统; d) 增设排流措施; e) 增加泄漏检测的频率; f) 缺陷修复或换管; g) 增设腐蚀泄漏监测系统; h) 降压运行或停输	GB 50991 GB/T 19285 GB/T 23257 GB/T 21246 GB/T 21447 GB/T 21448 GB/T 19292(所有部分) GB/T 37580
		内腐蚀	a) 开展管道内外检测; b) 输送介质腐蚀性控制,如安装脱水脱硫设备; c) 增加泄漏检测的频率; d) 缺陷修复或换管; e) 增设腐蚀泄漏监测系统; f) 添加缓蚀剂; g) 降压运行或停输	GB/T 34349 GB/T 23258
2	开挖损坏	第三方损坏	a) 加强巡线和泄漏检测频率; b) 加强管道保护宣传; c) 增加管道警示标识; d) 安装安全预警系统; e) 加强第三方施工监护; f) 报告当地政府部门; g) 增加埋深; h) 增加保护设施,提高管线定位的准确度	GB 55009
3	地质与自然 灾害	土体移动、雷电、 暴雨/洪水、高/ 低温、大风等	a) 加强水工保护工程; b) 灾害体治理; c) 增设灾害监测装置; d) 管道安全保护措施,如安装紧急切断装置; e) 安装滑动或延展连接设施,如补偿器、金属软管; f) 在地震或其他灾害后进行泄漏检测; g) 改线或换管	SY/T 6828

表 G.1 燃气管道常用风险控制措施（续）

序号	风险致因		可选择的风险控制措施	相关标准
	风险分类	二级因素		
4	其他外力损坏	火灾/爆炸	a) 加强应急处置措施； b) 加强针对性抢险培训,提高反应能力	GB 55009
		机动车撞击	a) 安装保护设施； b) 增加高风险设施的巡线/检查力度； c) 迁移易受损坏的设施	
		恶意破坏	a) 安装或改善防护设施； b) 增强巡护； c) 迁移设备	
		第三方施工爆破	a) 爆破后进行泄漏检测,迁移出频繁爆破的地区； b) 更换成韧性更强的管道材料	
5	材料、焊接缺陷	制造缺陷、施工/工艺缺陷、焊接或其他故障	a) 泄漏检测或监测； b) 修复缺陷； c) 换管	GB 55009 GB/T 37580
6	相关附属设施故障	控制/泄压设备、螺纹连接/联轴器、非螺纹连接、阀门等故障	a) 更换或修复； b) 增加检查/检测的频率； c) 检查连接类型或正在使用设备安全状态/位置； d) 改善安装程序； e) 设备故障发展趋势分析	GB 55009
7	其他	—	a) 提高泄漏检测的频率； b) 在线监控系统； c) 改进加臭； d) 加强操作培训	—

G.2 泄漏风险控制

泄漏点风险控制见表 G.2。

表 G.2 泄漏点风险控制

泄漏点危险等级	风险控制措施
Ⅲ级	a) 燃气泄漏危险性极大,及时消减并控制风险； b) Ⅲ级泄漏点查找、定位,并立即修复； c) 未修复泄漏点及周围重要场所实时检测； d) 制定预防抢险措施。立即拨打 24 h 抢险值班电话,同时留守现场,布置隔离警示带,采取杜绝火种等一切可预防的措施,保障生命及财产的安全； e) 缩短泄漏检测周期

表 G.2 泄漏点风险控制（续）

泄漏点危险等级	风险控制措施	
Ⅱ级	a) 燃气泄漏危险性较大,采取有效措施监测并控制风险; b) 如发现泄漏可疑点,立即组织人员排查,确认是否燃气泄漏; c) 如确认为非燃气泄漏,以有效的通知方式,告知业主单位或政府主管部门,并做好相应记录; d) 如确认为燃气泄漏,经检查不会构成危险,采取临时处置措施后可离开现场,并及时安排修复; e) 未进行修复前,制定临时应急措施,最少每周到现场检测一次; f) 对于不能准确判定的,持续跟进检测,直至排除; g) 缩短泄漏检测周期	
Ⅰ级	A	a) 燃气泄漏存在一定的危险性; b) 对泄漏可疑点进行复检和排查; c) 限期修复; d) 无需缩短泄漏检测周期
	B	a) 燃气泄漏危险性较低; b) 对泄漏可疑点进行复检和排查,制定修复计划; c) 无需缩短泄漏检测周期
	C	a) 燃气泄漏危险性非常低; b) 定期进行泄漏检测,无需缩短检测周期
如果地上管道及附属设施检测发现泄漏,使用手工具紧固后阻止泄漏的,不执行处置措施。 如果现场确认为燃气泄漏,但是不能确定泄漏点的,提升一级处置,并使用其他方法协助排查		
注:泄漏点等级分为三级,Ⅲ级表示危险程度最大,Ⅰ级表示危险程度最小。		

附录 H
(资料性)
完整性管理效能评价指南

H.1 效能评价方式

H.1.1 燃气企业可通过内部审核和外部审核两种形式进行效能评价。内部审核可纵向比较企业不同时间段有关效能指标达标情况,或横向比较企业内部不同部门或不同行政区域管道的效能水平差异。外部审核可对照燃气行业的规范标准,查找企业与行业水平之间的差距。

H.1.2 燃气企业可开展针对具体危害因素风险控制实施效果的专项效能评价,也可开展针对一个完整性管理工作循环的整体效能评价。

H.2 效能评价流程

效能评价流程见图 H.1。

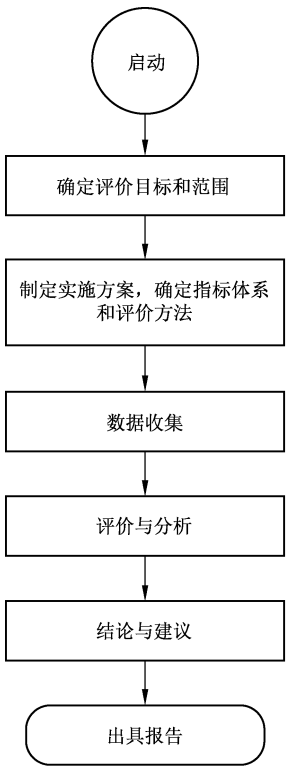


图 H.1 效能评价流程

H.3 效能评价指标体系构建

H.3.1 效能评价指标应全面覆盖完整性管理活动的实施过程与实施效果。具体指标的制定,可依据管道危害因素类型所对应的风险控制措施及成效,或参照完整性管理计划及执行情况。相关指标包括但不限于:管道完整性管理完成率、重点区域识别率、定期检验执行率、风险控制率、泄漏等管道失效率、缺陷修复率等。

H.3.2 燃气管道效能评价指标体系见表 H.1。

表 H.1 燃气管道效能评价指标体系

一级分类	二级分类	三级分类	具体内容
1 过程评价	1.1 基础管理	1.1.1 组织机构	部门设置、管理层设置、人员配备、权责分配
		1.1.2 记录及文件	齐全性和及时性、指导作用、发放范围、修订和宣贯
		1.1.3 能力与培训	人员能力、人员资质、员工培训、考核与记录
		1.1.4 安全宣传与教育	员工教育、公众教育、沟通机制、安全标志
		1.1.5 资源保障	资源配置、应急资源分布和供应、定期评估分析
		1.1.6 变更管理	变更管理程序、变更风险分析、变更沟通、变更审核
	1.2 专项管理	1.2.1 完整性管理计划	计划符合性、计划评审、计划落实与监督、计划变更
		1.2.2 数据采集与整合	数据采集要求、数据库、数据对齐与整合、更新维护
		1.2.3 重点区域识别	识别实施方案、完成率、识别信息上报、信息管理
		1.2.4 风险评估与管理	评估工作方案、完成率、结果评审、风险数据管理
		1.2.5 检测监测与评价	工作方案、完成率、检测合规性、数据管理
		1.2.6 风险控制	工作方案、及时性和完成率、措施有效性、信息管理
	1.3 事件事故管理	1.3.1 应急体系建设	应急预案、职责分工、资源保障
		1.3.2 应急响应能力	应急人员、培训演练
		1.3.3 事件事故报告及处理	报告与调查程序、现场处理、事故调查、事故上报
		1.3.4 事件事故跟踪与培训	事件统计分析、培训与教育、事故预防措施
2 效果评价	2.1 完整性状况	2.1.1 泄漏频率	—
		2.1.2 泄漏后果	—
		2.1.3 计划外停输	—
		2.1.4 设施损坏频率	—
		2.1.5 对比往年改善情况	—
	2.2 风险控制	2.2.1 风险因素变化	腐蚀、第三方损坏、地质与自然灾害损坏、操作不当等
		2.2.2 监控泄漏发现率	—
		2.2.3 法律纠纷	—
		2.2.4 发现且控制前兆事件	—

H.4 基于指标的效能评价方法

根据燃气管道效能评价指标体系,建立效能评分细则,见表 H.2~表 H.6。

表 H.2 效能评分分配表

评价范围	评价单元	评价指标	分项分值	合计分值
过程评价	基础管理	组织机构	15	100
		记录及文件	20	
		能力与培训	20	

表 H.2 效能评分分配表（续）

评价范围	评价单元	评价指标	分项分值	合计分值
过程评价	基础管理	安全宣传与教育	15	100
		资源保障	15	
		变更管理	15	
	专项管理	完整性管理计划	100	600
		数据采集与整合	100	
		重点区域识别	100	
		风险评估	100	
		检测监测与评价	100	
		风险控制	100	
	事件事故管理	应急体系建设	30	100
		应急响应能力	25	
		事件事故报告及处理	30	
		事件事故跟踪与培训	15	
效果评价	管道完整性状况		50	100
	风险控制情况		50	
注：得分越高表示效能越好。				

表 H.3 完整性基础管理评分细则

基础管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
组织机构	是否在管理制度或管理文件中明确完整性管理的组织机构				3
	是否建立专门的完整性管理职能部门				3
	是否设立完整性管理各个业务环节对应的岗位并配备对应人员				3
	各级管理者是否明确其各项管道完整性管理职责与权限				3
	各岗位人员是否明确其岗位职责和工作目标				3
记录及文件	是否建立企业自己的完整性管理相关文件				5
	是否对完整性管理相关文件进行管理和归档				2
	完整性管理相关文件是否得到有效贯彻执行				2
	是否根据需要评审文件的适用性并进行适时修订				2
	文件修改后是否重新发放与宣贯				2
	在所有工作地点都能方便获取有关基本操作的最新版本文件				2
	对管道完整性产生影响的重要记录是否保存在适当地点				2
	记录及文件是否有信息化档案				3

表 H.3 完整性基础管理评分细则（续）

基础管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
能力与培训	是否对管道完整性管理相关工作人员的能力胜任与否定期进行评价				2
	开展管道检验人员是否符合相关资质要求				2
	每年是否有针对完整性管理的培训计划				2
	完整性管理培训计划实施是否有效				2
	承包商进行完整性管理活动之前是否对其进行了相关培训				2
	是否为新员工提供管道完整性岗位知识和技能的培训				2
	是否为转岗员工提供管道完整性岗位知识培训				2
	是否定期开展员工专项技能强化培训				2
	是否对参加培训人员进行考核				2
	培训活动是否有明确清晰的记录				2
安全宣传与教育	是否在企业内部定期组织员工安全知识教育				3
	是否对管道沿线进行管道安全宣传和民众教育				3
	管道沿线是否设立明显的安全警示标志				3
	是否与地方政府或监管机构建立信息沟通机制并有效实施				3
	是否与外部相关单位建立信息沟通机制并有效实施				3
资源保障	是否按照管道完整性管理业务的重要性及评估结果进行预算分配				2
	管道检维修及大修计划是否按照完整性评价结果分配资源				3
	人员、设备及预算等内部完整性管理资源是否能够得到保障				2
	是否建立医院、消防、公安等社会应急资源分布档案				2
	应急条件下各类维抢修资源是否能够及时到位				2
	是否对资源保障进行定期评估和分析				2
	是否有计划采用新技术、新设备、新方法或信息手段提高资源保障水平				2
变更管理	是否有变更正式管理程序,如线路变更、路权变更、工艺工况变更等,变更管理程序内容是否全面(包括变更原因、变更许可、生效日期、变更影响分析、变更记录、与相关方的变更沟通)				3
	是否对变更进行了风险评估				3
	变更管理是否得到有效的沟通,相关人员是否熟悉变更管理的要求				3
	对管道完整性有重大影响的变更是否进行变更管理审核				3
	对于变更,是否更新或修订完整性管理方案中受影响的部分				3
总分					

表 H.4 完整性专项管理评分细则

完整性专项管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
完整性管理计划	年初是否按照相关文件要求制定完备的年度完整性管理计划				10
	完整性管理计划制定是否关注管道生产运行状况				10
	完整性管理计划制定是否关注上一年管道管理效果或存在问题				10
	完整性管理计划的制定是否综合各部门或相关人员意见				10
	完整性管理计划是否明确年度工作目标、任务				5
	完整性管理计划是否给出各项工作具体指标要求				5
	完整性管理计划是否明确各业务环节责任主体及计划安排				10
	完整性管理计划发布前是否进行讨论和评审				5
	各业务部门是否针对企业完整性管理计划制定具体实施方案				10
	完整性管理计划的实施落实是否安排专门人员或业务部门进行监督				10
	完整性管理计划是否按需及时变更				5
	每年年底是否对完整性管理计划内容进行评价与总结				10
数据采集与整合	是否规定了基于完整性管理的数据采集格式要求				10
	是否制定了适合本企业的管道完整性数据模型并建立数据库				10
	建立的数据库是否具有良好的可扩展性				5
	是否制定了本年度所有完整性相关数据的采集和更新计划				5
	是否按计划完成本年度数据采集和更新任务				10
	所有数据是否都是按照源头采集原则进行采集				10
	采集的数据精度是否满足完整性管理要求				5
	采集的数据是否按照统一的线性参考体系进行对齐				10
	采集的数据是否按照数据模型和线性参考体系进行整合				5
	采集的数据是否进行了真实性、有效性、现势性校验				10
	涉密数据是否按要求进行脱密处理或制定数据保密相关程序				10
	完整性管理过程中产生的数据是否及时录入数据库				5
	日常数据收集填报后是否进行数据审核				5
重点区域识别	是否按照完整性管理计划要求制定重点区域识别管理工作方案与计划				10
	是否对管道全线进行重点区域识别或复核				10
	是否对重点区域进行准确定位(桩号+偏移量)				5
	重点区域信息描述是否准确全面(包括类型、地区等级、特征物类型及与管道距离、相对位置等)				5
	是否对重点区域信息进行审核并汇总上报				5
	重点区域管段是否设立安全警示牌				8
	重点区域管段是否进行定期巡线并加强管理力度				8

表 H.4 完整性专项管理评分细则 (续)

完整性专项管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
重点区域识别	是否针对重点区域开展公共安全教育与宣传				8
	是否与重点区域周边地方政府、企事业单位等建立沟通机制				8
	针对Ⅲ级重点区域是否建立“一区一案”进行集中管理				8
	重点区域识别及管理信息是否记录并存档				5
	是否定期开展重点区域识别				10
	发现重点区域信息有重大变更的,是否将变化及时上报并通知相关方				5
	重点区域信息变化时,相关工作是否进行调整,如风险评估、检测评价等				5
风险评估	是否按照完整性管理计划要求制定风险评估管理工作方案与计划				10
	是否按计划完成风险评估任务				10
	是否对所有重点区域内管道都进行了风险评估				10
	采用的风险评估方法是否经过论证并得到广泛认可				5
	风险评估前是否对管道危害因素进行了辨识				5
	风险评估时是否对管道进行合理分段				5
	风险评估中涉及的基础数据是否真实准确				10
	是否对风险评估结果进行分级并排序				5
	是否设置管道风险可接受水平				5
	是否对风险评估结果进行审核				5
	是否将风险评估结果应用于管道管理中				5
	风险减缓措施实施后是否进行风险再评价				5
	管道日常巡护、重点区域管理、检测评价、运行维护是否根据风险评估结果进行优化				5
	风险评估过程及结果是否及时记录并汇总上报				5
	当管道或周边环境发生变更时,是否及时修正风险评估结果				5
	是否定期进行风险评估				5
检测监测与评价	是否按照完整性管理计划要求制定管道检测监测与评价工作方案与计划				10
	检测监测与评价计划是否依据重点区域识别和风险评估结果进行了优化				5
	评价是否按计划完成				10
	企业是否按照失效历史和风险评估结果选择了适用的检测和评价方法				5
	企业向检测单位提供的相关管道信息是否准确齐全				5
	进行内检测前是否进行了牵拉试验				5
	检测监测作业前是否明确了现场潜在危险源、环境因素及控制措施,并做好应急预案				5
	内检测结束后是否按照要求进行开挖验证				5

表 H.4 完整性专项管理评分细则（续）

完整性专项管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
检测监测与评价	检测单位是否按时提交检测评价报告				5
	压力试验方法是否符合相关标准及企业要求				5
	压力试验是否制定风险防控措施和应急预案				5
	外腐蚀检测评价是否按照相关标准制定计划并实施				5
	内腐蚀外检测是否按照相关标准制定计划并实施				5
	是否利用检测监测数据开展第三方评价,并给出缺陷维修维护建议				5
	是否将检测数据与管道基础数据、以往检测数据进行对齐				5
	检测相关涉密数据是否按照企业要求进行了脱密处理				5
	完整性检测评价过程及结果是否及时记录并汇总上报				5
	是否按特种设备法规相关规定对管道进行定期检验				5
风险控制	是否根据完整性检测评价结果制定详细的维修响应计划				10
	缺陷维修响应计划制定是否关注重点区域的影响				5
	缺陷维修响应计划制定是否关注风险评估结果的影响				5
	缺陷修复方法是否经过审核或专家论证				5
	对于所有应立即维修的异常点,是否有降压运行或关停的应急措施				5
	对于所有应计划维修的异常点,是否按计划进行处理				5
	无法按计划完成维修活动时,是否进行了原因及后果分析				5
	对逾期未完成修复的管段是否采取措施以保证管道安全性				10
	逾期未完成修复且无法采取临时降压或其他措施时,是否向有关部门报告				5
	对于列为“监控使用”的异常点,是否采取监测手段持续跟踪其发展趋势				5
	针对发现的异常点,在实施维修之前是否采取预防性维护措施				5
	缺陷点维修之前是否制定详细的维修作业方案				5
	是否针对维修作业方案进行了风险评估并制定现场处置方案				5
	维修作业完成后是否进行缺陷维修工程的验收				5
	是否对修复措施的有效性进行了跟踪验证				5
	是否采取措施保证阴保系统、防腐系统等腐蚀防护措施的有效性				5
	是否采取措施保证水工保护工程完好有效性				5
	维修维护过程及结果是否及时记录并汇总上报				5
总分					

表 H.5 完整性事件事故管理评分细则

事件事故管理					
评分项	评分细则	选项	分值	合计	满分
应急体系 建设	是否建立完备的应急预案体系,包括企业级综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案				4
	应急预案是否明确规定相关部门职责及工作流程				3
	应急预案中的处置程序、方法、措施是否经过专家论证				3
	应急预案是否明确预案启动条件和对应的工作程序				3
	是否与地方政府及企事业单位建立应急联动机制				3
	应急资源是否能够得到有效保障(包括企业内部和社会资源)				4
	是否定期对预案进行评审、修订并记录				3
	企业是否定期组织培训并进行应急演练				4
	基层处置单位是否具有“一点一案”或专项处置方案				3
应急响应 能力	企业是否有专门的应急队伍或与有关应急单位建立合作机制				5
	企业应急相关人员是否具备应急抢险能力				5
	应急机具是否齐全				5
	是否定期组织应急人员进行应急水平培训				5
	是否与应急抢险协议机构或单位进行定期联络与关注				5
事件事故报 告及处理	是否有事故/事件报告和调查程序				5
	事故发生时现场人员是否及时采取措施以控制事故蔓延				5
	发生故事事件时相关人员或部门是否及时上报并如实汇报				4
	事故事件发生后是否及时启动相应应急预案并按正确方法流程进行处置				4
	管道泄漏时,是否现场设置警戒线和疏散区,并告知周边居民和当地政府				4
	故事事件处置完毕后是否展开调查并追究相关人员责任				3
	事故报告原始资料是否妥善留存				5
事件事故跟 踪与培训	是否建立事故上报、统计、分析等管理机制				3
	是否对发生的事故事件进行登记、统计上报并归档				3
	是否组织员工进行事故事件的培训与教育				3
	是否利用分析的结果评价管道完整性管理体系的适宜性和有效性				3
	是否建立管道失效数据库和案例库				3
总分					

表 H.6 完整性管理效果评分细则

管理效果评定						
评分项	评分细则		选项	分值	合计	满分
管道完整性状况	管道计划外停输(非生产运行需要)次数(次/a)					10
	管道泄漏频率[次/(10 ³ km•a)]					10
	本年度内管道泄漏最严重后果					10
	管道及附属设施损坏频率[次/(10 ³ km•a)]					10
	管道计划外停输、泄漏、损坏较往年改善情况					10
风险控制情况	风险较往年改善情况	由第三方施工、农耕破坏等引起的断裂、泄漏、爆炸次数及维修次数				5
		由自然灾害、极端气候导致的破裂、泄漏、爆炸及维修次数				5
		由内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀开裂、氢致开裂造成的水压试验失效次数、泄漏次数,由内腐蚀导致的维修次数				5
		由管材及焊缝缺陷、设计不当、材料失效、施工损伤/安装不当等导致的破裂、泄漏、爆炸及维修次数				5
		由设备失效、控制系统失效、操作及维修不当等导致的泄漏及维修次数				5
		由打孔偷盗、违章占压、恐怖活动及其他未知原因导致的泄漏、爆炸及维修次数				5
	监测系统泄漏发现率(监测到的泄漏/实际泄漏)					5
	一年内报告的与事故/安全相关的法律纠纷					5
	发现并有效控制的事故前兆数量					10
	总分					

附 录 I
(资料性)
日常巡查记录表格

I.1 燃气管道巡查记录

燃气管道巡查记录见表 I.1。

表 I.1 燃气管道巡查记录

巡查管段区域		巡查方式	☐ 车巡 ☐ 人员徒步
巡查起点		巡查人员	
巡查终点		巡查日期	
巡查记录	1. 发现泄漏迹象(描述位置和迹象,如植被状况): 2. 描述公路和铁路交叉口的任何异常情况: 3. 当前或未来可能对燃气管道安全运行影响因素: 4. 异常信息跟进(开展的维修、维护或测试):		
巡查结果			
记录人员		审核人员	

I.2 燃气管道开挖点检查记录

燃气管道开挖点检查记录见表 I.2。

表 I.2 燃气管道开挖点检查记录

管道名称		开挖点位置	
管道等级	☐ 高压 ☐ 次高压 ☐ 中压 ☐ 低压	检查日期	
管线规格	(外径×壁厚)mm	最大工作压力	
管道材质		涂层类型	
检查内容	土壤条件:☐ 种类:砂()☐ 黏土()☐ 壤土()☐ 煤渣()☐ 垃圾() ☐ 土壤密实性:松散()☐ 中等()☐ 坚硬() ☐ 含水量:干()☐ 潮湿()☐ 水泡() 管地电位: 管道外涂层条件:☐ 良好 ☐ 差 ☐ 无涂层 管体外部条件:☐ 光滑 ☐ 有凹坑 ☐ 凹坑深度: 管道内部条件:☐ 光滑 ☐ 有凹坑 ☐ 凹坑深度: 管道安全保护区域内的其他建(构)筑物: 管道通行权条件: 必要时采取的纠正措施: 安装的牺牲阳极:☐ 数量: ☐ 大小位置:		
检查人员		审核人员	
注:管道在更换、新建、接管等施工过程中的开挖点及新增接口进行该项检查。			

I.3 燃气泄漏和维修记录

燃气泄漏和维修记录见表 I.3。

表 I.3 燃气泄漏和维修记录

泄漏位置		记录日期	
泄漏报告信息	泄漏上报时间：日期：时间： 泄漏点位置：(具体地址、十字路口等) 泄漏发现人信息：(姓名) (地址) 泄漏点描述：(内部/外部) 泄漏报告人信息： ☐ 姓名：电话： 接收人信息： ☐ 姓名：电话：		
泄漏调查信息	调查安排：日期：时间： 调查人员： 泄漏检测情况： ☐ 是否发现泄漏？ ☐ 是 ☐ 否 ☐ 是否使用燃气泄漏检测仪？设备相关信息：(名称、型号等信息) ☐ 是否需要立即采取行动？ ☐ 是 ☐ 否 ☐ 泄漏等级： ☐ I ☐ II ☐ III ☐ 泄漏位置： 泄漏原因与安全状况评估： 泄漏原因： 安全状态：		
泄漏维修信息	泄漏管道长度： 泄漏位置： ☐ 螺纹 ☐ 连接器 ☐ 焊缝(给定类型) ☐ 阀门 ☐ 其他 管道信息： ☐ 规格尺寸：(外径×壁厚)mm ☐ 埋深： ☐ 类型：钢() 塑料() 铸铁() 其他() ☐ 涂层：搪瓷() 包裹() 镀锌() 其他() 管道整体状况： ☐ 极好 ☐ 好 ☐ 一般 ☐ 差 管道敷设条件：砂()黏土()壤土()其他(描述) 土壤含水率： ☐ 干 ☐ 潮湿 ☐ 浸泡 修复方式： ☐ 修补涂层类型：胶泥() 热贴胶带() ☐ 其他描述： 安装的牺牲阳极： ☐ 数量：重量：位置和深度： 维修人员：(姓名) 日期： 审核人员：(姓名) 日期：		
泄漏扩检或跟进			
记录人员		审核人员	

I.5 燃气管道附属设施机械配件故障记录

附属设施机械配件故障记录见表 I.5。

表 I.5 附属设施机械配件故障记录

附属设施名称		连接管道名称	
所属区域		记录日期	
1) 故障配件安装位置(地址等): 2) 失效日期: 3) 失效配件具体名称:☐刺 ☐螺母从动件 ☐栓柱 ☐其他压缩式配件:_____ 4) 失效配件类型:☐主干线或分支线 ☐三通 ☐过渡配件 ☐连接配件 ☐立管 ☐调压器 ☐阀门 ☐套袖 ☐端盖 ☐其他:_____ 5) 泄漏位置:☐泄漏区域 ☐地上 ☐地下 ☐泄漏部位 ☐里面 ☐外部 ☐所属管线 ☐高压管线 ☐次高压管线 ☐中压管线 ☐低压管线 ☐撬装结构 6) 安装年份: 年 月 7) 制造年份: 年 月 8) 制造商: 9) 配件名称或型号: 10) 批号: 11) 其他属性: 12) 配件材料:☐钢 ☐塑料 ☐塑料与钢的组合 ☐黄铜 ☐未知的 ☐其他:_____ 13) 指定连接到发生故障的机械配件的两种材质: a) 第一根管件:☐规格尺寸:(外径×壁厚)mm ☐材料: b) 第二根管件:☐规格尺寸:(外径×壁厚)mm ☐材料: 14) 故障原因: ☐腐蚀 ☐自然力破坏是否存在热膨胀/收缩? ☐是 ☐否 ☐第三方开挖损坏开挖损伤发生的时间? ☐泄漏发现之后或☐泄漏发现之前 ☐其他外力损伤 ☐材料或焊缝/熔合泄漏是由于☐施工/安装缺陷或☐重大缺陷或☐设计缺陷 ☐设备故障 ☐操作不当 ☐其他原因: 15) 泄漏方式:☐通过密封或密封泄漏 ☐通过配件自身泄漏 ☐其他:_____ 16) 属于Ⅲ级危险泄漏点? ☐是 ☐否			
检查人员		审核人员	

I.6 主仪表系统(撬装结构)的检查记录

主仪表系统(撬装结构)的检查记录见表 I.6。

表 I.6 主仪表系统(撬装结构)的检查记录

仪表系统名称		安装位置	
所属区域		检查人员	
操作管理人员		检查日期	
检查清单			
1. 主管道：平均压力：位置： 泄漏检测方法： 检测结果： 2. 分支管线：规格尺寸：位置： 泄漏检测方法： 检测结果： 是否有地上入口？ ☐是☐否 仪表外壳是否可接近且工作状态良好？ ☐是☐否 3. 仪表系统：品牌：尺寸：数量： 位置： 测试外壳和配件是否泄漏？ ☐是☐否 泄漏检测方法： 检测结果： 4. 调压器：品牌：尺寸：数量： 输送压力：是否向外通风？ ☐是☐否 安全阀：品牌：尺寸： 调压器和配件是否经过泄漏测试？ ☐是☐否 检测结果： 在电器关闭的情况下,仪表上是否有泄漏迹象？ ☐是☐否			
记录人员		审核人员	

I.7 调压器的检查记录

调压器的检查记录见表 I.7。

表 I.7 调压器的检查记录

调压器名称		安装位置	
所属区域		检查人员	
操作管理人员		检查日期	
调压器检查记录	品牌：____ 类型：____ 尺寸：____ 孔口尺寸：____ 额定压力：____ 入口：____ 出口：____ 下游管道的最大允许操作压力(MAOP)：____ 工作压力：____ 入口：____ 出口：____ 自锁压力：____ 监控调节器或泄压设置：____ 调压器是否被敲击(完全打开)? ☐ 是 ☐ 否		
环境检查记录	调压设施环境检查记录： 大气腐蚀： ☐ 是 ☐ 否 刚性支撑管道： ☐ 是 ☐ 否 调压站是否有人值守： ☐ 是 ☐ 否 站内或调压箱杂草清除： ☐ 是 ☐ 否		
记录人员		审核人员	

I.8 安全阀检查记录

安全阀检查记录见表 I.8, 阀门检查记录见表 I.9。

表 I.8 安全阀检查记录

安全阀名称		安全阀型号	
所属系统		安装位置	
操作人员		检查日期	
安全阀信息	品牌： 类型： 尺寸： 孔口尺寸： 荷载类型： 弹簧： 导向器： 其他： 范围： 压力设置： 连接管尺寸： 排气管尺寸： 容量：		
检查记录	检查记录： 安全阀： 记录仪表： 支撑管件： 其他区域： 所需维修： 维修工作： 结论：		
检查人员		审核人员	

表 I.9 阀门检查记录

检查人员： 检查日期：

阀门编号	阀门位置	检查项目	检查结果

I.9 地上燃气管道腐蚀检查记录

地上燃气管道大气腐蚀控制检查记录见表 I.10。

表 I.10 地上燃气管道大气腐蚀控制检查记录

管段名称		管段位置	
管段所属范围	干线()输配管线()服务线()	管段长度	
管段规格	外径×壁厚(mm×mm)	检查日期	
检查内容记录	管道防腐涂层情况： 腐蚀区域： 采取措施：		
检查人员		审核人员	
注：当检查地面裸露管道是否受到空气腐蚀时,填写本表。			

I.10 阴极保护检查记录

阴极保护检查记录见表 I.11。

表 I.11 阴极保护检查记录

测点 编号	检查位置： 检查人员： 检查年份：	土壤电阻率 $\Omega\cdot m$	电流损耗 mA				管地电位 mV			
			一季度 月份：	二季度 月份：	三季度 月份：	四季度 月份：	一季度 月份：	二季度 月份：	三季度 月份：	四季度 月份：

附 录 J
(资料性)
失效事件管理信息统计表

J.1 燃气管道失效事件信息统计

燃气管道和附属设施失效事件信息统计表格式见表 J.1。

表 J.1 燃气管道和附属设施失效事件信息统计表

失效事件 分类	科目	详细信息内容
A 失效事 件信息	A1. 发生时间	年 月 日 时(24 h)
	A2. 发生地点	详细地址:省市县(区)街道 经纬度: 东经: 北纬:(参考坐标系)
	A3. 发现人员及信息	姓名: 联系方式: 附属信息: (燃气企业人员或居民报案)
	A4. 泄漏气体类型	☐ 天然气 ☐ 丙烷气 ☐ 合成气 ☐ 氢气 ☐ 填埋气 ☐ 其他:
	A5. 失效确定依据	☐ SCADA系统 ☐ 泄漏监测系统 ☐ 巡线人员 ☐ 公众 ☐ 其他:
	A6. 失效设备	☐ 管道(材质和压力) ☐ 阀门 ☐ 住区立管 ☐ 其他设备名称:
	A7. 失效设备空间信息	☐ 地下: ☐ 土壤下 ☐ 建筑物下 ☐ 人行道下 ☐ 因挖掘而暴露 ☐ 地下封闭空间 ☐ 其他: 埋深信息: m 地下其他设施: ☐ 地上: ☐ 架空 ☐ 立管 ☐ 其他: ☐ 过渡区域: ☐ 出入土端 ☐ 阀室(井)与管道连接点 ☐ 其他: ☐ 区域等级: ☐ 周围环境: 公路、桥梁、建筑物等情况(可包含图片或影像)
	A8. 紧急处置情况	泄漏气体控制: ☐ 紧急关断阀门: 位置: 时间: ☐ 其他方式: 抢险人员到达及抢险处置情况: 向上级和监管部门报告情况: 疏散人员情况:
	A9. 事件影响	事故等级: ☐ 重大 ☐ 较大 ☐ 一般 ☐ 其他:
B 失效设 备信息	B1. 管道或设备类型	☐ 管道类型: ☐ 钢管 ☐ 铸铁管 ☐ PE管 ☐ 其他: ☐ 附属设施: ☐ 阀门 ☐ 仪表 ☐ 调压设备 ☐ 其他:
	B2. 尺寸规格	管径: 壁厚:
	B3. 压力及等级	压力: 等级:

表 J.1 燃气管道和附属设施失效事件信息统计表（续）

失效事件分类	科目	详细信息内容
B 失效设备信息	B4. 管材信息	☐ 钢管：材料：制造商： 焊接方式： ☐ 纵向ERW-高频 ☐ 单SAW ☐ DSAW ☐ 纵向ERW-低频 ☐ 螺旋焊 ☐ 其他： ☐ PE管：材料： ☐ 聚氯乙烯(PVC) ☐ 聚乙烯(PE) ☐ 聚丁烯(PB) ☐ 聚丙烯(PP) ☐ 聚酰胺(PA) ☐ 其他： ☐ 未知 制造商：
	B5. 安装信息	年份： 年 月 日 安装单位：
	B6. 服役年限	投产时间： 年 月 日 服役年限： 年
	B7. 运营管理企业	
	B8. 失效时运行情况	事发时间和地点管道估计压力：____ MPa 正常工作压力：____ MPa 最高允许压力：____ MPa 是否存在超压或超压历史： ☐ 是 ☐ 否 ☐ 其他 气体加臭情况： 事故地点是否安装相关监控系统： ☐ 是(类型) ☐ 否
C 失效后果信息	B9. 失效时管体和防护系统情况	历史检测是否存在缺陷： ☐ 是 ☐ 否 防腐层情况：防腐层类型： 是否防腐层破坏或剥离 ☐ 是 ☐ 否 阴极保护类型： ☐ 牺牲阳极 ☐ 强制电流 ☐ 两者都有 附近管道是否发生过类似失效： ☐ 是 ☐ 否
	C1. 气体泄漏量判断	预估已泄漏气体量： 最终泄漏气体量： 判断依据：
	C2. 火灾爆炸情况	是否发生火灾爆炸 ☐ 是 ☐ 否 火灾情况： <u>持续时间、范围、熄灭方式等描述</u> 爆炸情况： <u>爆炸时间、范围等描述</u>
	C3. 人员伤亡情况	是否人员伤亡： ☐ 是 ☐ 否 伤亡人员统计： 人受伤住院： 人死亡： 人
	C4. 经济损失情况	停输时间： 小时 经济损失： 停输损失：____ 万元 抢维修损失：____ 万元 环境破坏：____ 万元 其他损失：____ 万元 总经济损失：____ 万元
	C5. 环境破坏	是否环境破坏： ☐ 是 ☐ 否 建(构)筑物损坏： 其他损坏：

表 J.1 燃气管道和附属设施失效事件信息统计表 (续)

失效事件分类	科目	详细信息内容
D 失效原因信息	D1. 失效原因判断	直接原因： 根本原因：
	D2. 失效归类	☐ 外部腐蚀：○土壤腐蚀 ○电偶腐蚀 ○大气腐蚀 ○杂散电流 ○微生物腐蚀 ○其他： ☐ 内部腐蚀：○腐蚀介质 ○水 ○微生物 ○侵蚀 ○其他： ☐ 开挖破坏：○运营商造成 ○承包商(第二方)造成 ○第三方开挖损害 ○因过往挖掘活动 ☐ 地质与自然灾害：○土体移动 ○暴雨/洪水 ○暴风 ○雪/冰 ○树木/植被根系 ○其他： ☐ 其他外力损坏：○周围火灾/爆炸 ○车辆碾压 ○清淤挖断 ○占压引起地面塌陷 ○烧穿 ○故意损害 ○地下其他设施挤压 ○其他： ☐ 管道/焊接缺陷：○与设计相关 ○制造相关 ○与安装焊接相关 ○其他： ☐ 相关附属设施故障：○控制/泄压设备故障 ○螺纹连接/联轴器故障 ○非螺纹连接故障 ○阀门故障 ☐ 操作不当：○燃气企业维修不当 ○管道或设备超压 ○阀门操作不当,但未导致超压 ○设备安装不当 ○操作错误 ○其他：
	D3. 损伤类型与尺寸	是否存在损伤○是 ○否 ☐ 机械穿孔缺陷尺寸：____mm(轴向)____mm(环向) ☐ 泄漏选择类型：○针孔 ○裂纹 ○断裂 ○其他： ☐ 破裂选择方向：○环向 ○纵向 ○其他： 缺陷尺寸：____mm(最大宽度)____mm(环向或轴向长度) 其他说明：
	D4. 附属设施失效	是否附属设施失效○是○否 附属设施失效描述：
	D5. 失效原因分析	是否有失效分析报告○是○否 失效分析报告,可按附件保留
	E 抢修处置信息	E1. 抢修方式 ☐ 带压堵漏 ☐ 换管： 换管长度：____m ☐ 套筒修复 ☐ 更换阀门等附属设施： 数量： 名称及型号： ☐ 其他：
	E2. 维抢修队伍	名称： 电话：
	E3. 维抢修及时性	收到信息时间： 路上时间： 抢修时间：
	E4. 现场修复情况	
	E5. 其他补充说明	

J.2 燃气管道失效年度统计

燃气管道及附属设施失效年度统计见表 J.2。

表 J.2 燃气管道及附属设施失效年度统计

序 号	管道分类	材质/类型	所属区域 (以区或 县统计)	分管 企业	失效 总数	泄漏 总数	泄漏原因占比/%								计划 修复数	实际 修复数
							腐蚀	材料或焊 缝缺陷	开挖 破坏	自然力 破坏	其他外 力损伤	操作 不当	设备 失效	其他 原因		
1	高压与次 高压管道	钢质管道														
		钢质管道														
2	中压管道	塑料管道														
		铸铁管道														
		其他管道														
3	低压管道	钢质管道														
		塑料管道														
		铸铁管道														
		立管														
4	附属设施	阀室(井)														
		调压设施														
		阴极保护装置														
		凝水缸														
		其他														

附 录 K

(资料性)

完整性管理相关报告内容要求

K.1 燃气管道重点区域识别报告

重点区域识别报告应至少包括下列内容。

- a) 概述
 - 1) 重点区域识别工作情况概述,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
 - 1) 重点区域管段识别统计表;
 - 2) 重点区域管段长度比例图;
 - 3) 风险控制措施;
 - 4) 再识别日期。

K.2 燃气管道风险评估报告

燃气管道风险评估报告应至少包括下列内容:

- a) 评估概述;
- b) 管道系统概述;
- c) 评估方法;
- d) 危害因素识别结果;
- e) 失效可能性分析结果;
- f) 失效后果分析结果;
- g) 风险判定结果及风险控制措施;
- h) 结论和建议。

K.3 燃气管道检测报告

K.3.1 燃气管道检测报告

燃气管道内检测或外检测报告应至少包括下列内容:

- a) 项目概况;
- b) 数据收集:简要说明数据来源,并特别注明有怀疑或矛盾的数据;
- c) 检测实施:包含检测的管道区段、时间、环境条件、技术方法与设备、数据等;
- d) 适用性评价:包括评价参照的法规标准、参数选取、评价过程、评价结论及维修维护建议;
- e) 结论建议:许用参数、下次检测日期,缺陷修复或管道安全运行建议。

K.3.2 燃气管道泄漏检测报告

燃气管道及附属设施的泄漏检测记录与报告应至少包括下列内容:

- a) 检测对象及概况;
- b) 依据标准;

- c) 泄漏检测内容记录；
- d) 发现的异常及判定结果；
- e) 处理情况；
- f) 再评价周期；
- g) 结论。

K.4 燃气管道适用性评价报告

燃气管道适用性评价报告应至少包括下列内容：

- 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) 不同类型缺陷的适用性评价；
- f) 评价结论及维修维护建议；
- g) 下次检测计划和管道安全运行建议。

K.5 燃气管道效能评价报告

燃气管道效能评价报告应至少包括下列内容：

- a) 管道概况；
- b) 评价选用方法；
- c) 评价指标；
- d) 评价过程；
- e) 评价结果；
- f) 结论与持续改进建议。

参 考 文 献

[1] GB/T 19001 质量管理体系 要求

[2] GB/T 19292(所有部分) 金属和合金的腐蚀 大气腐蚀性

[3] GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定

[4] GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法

[5] GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范

[6] GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范

[7] GB/T 23257 埋地钢质管道聚乙烯防腐层

[8] GB/T 27020 合格评定 各类检验机构的运作要求

[9] GB/T 34346 基于风险的油气管道安全隐患分级导则

[10] GB/T 35013 承压设备合于使用评价

[11] GB/T 37580 聚乙烯(PE)埋地燃气管道腐蚀控制工程全生命周期要求

[12] GB/T 42033—2022 油气管道完整性评价技术规范

[13] GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准

[14] GB 50991 埋地钢质管道直流干扰防护技术标准

[15] SY/T 6477 含缺陷油气管道剩余强度评价方法

[16] SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范

[17] TSG 08 特种设备使用管理规则

[18] TSG D7006 压力管道监督检验规则

[19] ISO 19345-1 Petroleum and natural gas industry—Pipeline transportation systems—Pipeline integrity management specification—Part 1: Full-life cycle integrity management for onshore pipeline

[20] IEC 31010 Risk management—Risk assessment techniques
