中华人民共和国国家标准



发布

国家市场监督管理总局

**国家标准化管理委员会**

××××-××-××发布

××××-××-××实施

城镇燃气输配管道完整性管理规范

**Integrity management specification of city gas distribution pipeline**

（征求意见稿）

**ICS** 91.140

**CCS P** 47

**GB/T** ××××—××××

目 次

[前 言 VI](#_Toc122337378)

[1 范围 1](#_Toc122337379)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc122337380)

[3 术语和定义 2](#_Toc122337381)

[4 总则 3](#_Toc122337382)

[5 完整性管理体系建设与审核 4](#_Toc122337383)

[6 数据采集与整合 5](#_Toc122337386)

[7 重点区域识别 7](#_Toc122337390)

[8 风险评估 8](#_Toc122337394)

[9 检测监测与评价 10](#_Toc122337398)

[10 风险控制 14](#_Toc122337403)

[11 效能评价 16](#_Toc122337412)

[12 日常管理 17](#_Toc122337415)

[13 失效管理 20](#_Toc122337423)

[14 改造、停用与废弃 21](#_Toc122337427)

[15 数据管理 22](#_Toc122337431)

[附录 A （规范性） 城镇燃气管道完整性管理体系建设 25](#_Toc122337437)

[附录 B （资料性） 城镇燃气管道完整性管理程序指南 29](#_Toc122337441)

[附录 C （资料性） 城镇燃气管道完整性管理体系文件 37](#_Toc122337457)

[附录 D （资料性） 城镇燃气管道完整性管理体系审核流程 40](#_Toc122337462)

[附录 E （规范性） 城镇燃气管道完整性管理最低要求 44](#_Toc122337466)

[附录 F （资料性） 建设期燃气管道完整性管理 49](#_Toc122337470)

[附录 G （资料性） 数据采集、整合与管理清单 52](#_Toc122337477)

[附录 H （规范性） 城镇燃气管道重点区域识别准则 60](#_Toc122337481)

[附录 I （资料性） 城镇燃气管道风险评估方法 63](#_Toc122337486)

[附录 J （规范性） 城镇燃气管道检测与监测方法 73](#_Toc122337494)

[附录 K （资料性） 城镇燃气管道适用性评价方法推荐 83](#_Toc122337502)

[附录 L （资料性） 城镇燃气管道常用风险控制措施 86](#_Toc122337507)

[附录 M （资料性） 城镇燃气管道效能评价 91](#_Toc122337513)

[附录 N （资料性） 城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格 98](#_Toc122337517)

[附录 O （资料性） 城镇燃气管道失效事件管理信息统计表 108](#_Toc122337520)

[附录 P （资料性） 城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求 112](#_Toc122337523)

[参考文献 115](#_Toc122337529)

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。

本文件由中华人民共和国住房和城乡建设部与全国标准化锅炉压力容器技术委员会（SAC/TC 262）共同提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

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的体系建设与审核、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、数据管理等技术内容。

本文件适用于城镇燃气输配系统中由门站、储配站、各类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。附属设施包括线路阀室（阀门或阀井）、调压站（含调压箱）、凝水缸、阴极保护装置等，适用范围见图１。

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

调压站(含调压箱)

各类用户

阀室

阀室

阀室

储配站

各类燃气厂站

分输站

门站

适用的燃气输配管道

不适用的燃气输配管道

包括阀室及调压站（含调压箱）

说明：

图1 本标准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 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/T 34349 输气管道内腐蚀外检测方法

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/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

GB/T 38942 压力管道规范 公用管道

GB 50026 工程测量标准

GB 50028 城镇燃气设计规范

GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准

GB 50991 埋地钢质管道直流干扰防护技术标准

GB 55009 燃气工程项目规范

CJJ 33 城镇燃气输配工程施工及验收规范

CJJ 51 城镇燃气设施运行、维护和抢修安全技术规程

CJJ 61 城市地下管线探测技术规程

CJJ 63 聚乙烯燃气管道工程技术标准

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 12530 塑料焊缝无损检测方法

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**

对燃气输配管道的风险因素不断进行识别和评价，采取各种风险控制措施，持续改进，将风险控制在可接受的范围内，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**

企业识别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**

对完整性管理活动做出针对性计划和安排，系统地指导完整性管理工作。

3.4

管道燃气经营企业 **distribution pipeline gas operating firms**

是指从事城镇燃气输配管道建设、运维、管理的企业。

3.5

重点区域 **key areas**

是指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的区域，包括公众聚集、易燃易爆等场所，以及燃气容易聚集的地下空间。

注：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4章57条）。

3.6

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横断面图的过程。

3.7

效能评价 **performance measurement**

对燃气输配管道完整性管理执行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。

3.8

巡查 **patrol**

从事燃气供应的专业人员，按照工艺要求和操作规程对燃气设施进行巡视、巡检、检漏、操作、记录等常规工作。

4 总则

4.1 城镇燃气输配管道完整性管理（以下简称完整性管理）应贯穿设计、制造、施工、投产、运行、改造和废弃等管道全生命周期，实施过程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 燃气经营企业（以下简称燃气企业）应围绕完整性管理要素，建立完整性管理体系，周期性开展完整性管理体系审核工作，并持续改进。

4.3 燃气企业应规定完整性管理的组织机构以及相关人员岗位职责，并对完整性管理从业人员进行培训，从组织、管理、技术和经济等方面为完整性管理实施提供保障。

4.4 燃气企业宜根据企业规模、管理水平等自身情况制定完整性管理目标和工作计划，完整性管理体系要求和业务工作执行效果应符合附录E的最低指标要求。

4.5 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分类分级管理。

4.6 燃气企业应建立第三方损坏、泄漏等专项失效管理。

4.7 燃气企业宜建立管道完整性管理信息系统（PIMS）。

4.8 燃气企业应对检测和监测技术的有效性进行验证。

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、效能评价等六个环节，见图2。

4.10 燃气企业应建立完整性管理效能评价体系，通过持续评价来改进完整性管理工作。

**数据采集与整合**

**重点区域识别**

**检测监测与评价**

**风险控制**

**效能评价**

完整性管理计划

**风险评估**

图2 完整性管理工作流程

5 完整性管理体系建设与审核

5.1 体系建设

5.1.1 燃气企业可结合自身特点和管理需求，基于燃气管道完整性管理流程、模式、以及具体要求和关键环节，建立完整性管理体系，完整性管理体系要素应符合附录A.1的规定。

5.1.2 完整性管理体系的构建应遵循以下指导原则：

a） 体系要素贯穿完整性管理全过程，支持决策；

b） 过程方法始终基于风险的管理思维；

c） 以“计划-执行-检查-改进”（PDCA）循环模式持续改进；

d） 以企业自身特点和现行管理体系为基础。

5.1.3 燃气企业应从组织上、人力资源上对完整性工作的开展提供保障。

5.1.4 燃气企业应不断地对全员开展完整性管理体系的宣传和培训。

5.1.5 燃气企业应按照完整性管理的基本要求编制体系文件。体系文件应满足法律法规及标准规范要求，应包括完整性管理方针与政策，以及各项管理工作要求、管道运行的风险等内容。

5.1.6 燃气企业每年应制定完整性管理计划。

5.1.7 燃气管道完整性管理计划宜综合考虑管道生产经营情况，依据管道的压力等级、材质和失效模式、风险水平等制定，计划内容应包括：

a） 目标和范围；

b） 遵守的法律法规与标准规范；

c） 管道风险与完整性管理工作需求分析；

d） 工作计划包括：数据采集及整合、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、体系文件建设、人员培训、效能评价、变更管理、质量控制、合规性管理、沟通、记录与文档等。

5.1.8 完整性管理计划编制工作应由专门的完整性管理小组进行，必要时，可邀请本领域内的专家参加编制工作，最终由完整性管理工作负责人进行确认。

5.1.9 完整性管理计划执行过程产生的各项记录应及时归档。

5.2 体系审核

5.2.1 燃气企业应定期开展完整性管理体系审核工作，审核重点关注：

a） 体系的有效性；

b） 与政策法规的吻合性；

c） 改进措施及实施效果。

5.2.2 完整性管理体系审核应由燃气企业的最高管理者主持，根据自身需求选择审核方式，包括内部审核和外部审核，选择依据见附录D.2。

5.2.3 内部审核应由燃气企业内具有质量管理体系内审员资质的人员执行，外部审核可委托具有体系审核资质的第三方认证机构执行，体系审核过程见附录D.3。

5.2.4 燃气企业应规范内部审核程序，包括：

a） 审核目的、准则、范围、频次；

b） 实施审核的责任部门和责任人；

c） 制定审核方案；

d） 制定内部审核计划，并按计划执行，必要时可增加审核频次；

e） 对审核中发现的问题采取针对性的纠正和预防措施；

f） 跟踪并验证纠正和预防措施的有效性；

g） 记录审核结果，编制审核报告；

h） 向企业最高管理者报告审核结果。

5.2.5 燃气企业开展外部审核时，应检查：

a） 审核计划的安排是否全面合理，是否覆盖全部核心要素；

b） 外部审核人员与企业部门和员工是否存在利益纠葛；

c） 审核报告的结论是否合理有效。

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

5.2.7 燃气企业的完整性管理体系审核周期不宜超过3年，内部审核应每年至少一次。

5.2.8 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工程立项阶段开始，并在完整性管理全生命周期中持续进行。

6.1.2 数据采集与整合应涵盖管道全生命周期中不同阶段，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，明确数据采集的种类和属性，并统一数据格式，便于数据管理。燃气管道数据采集清单见附录G。

6.2 数据采集

6.2.1 数据采集内容

6.2.1.1 数据采集的范围包括管道属性和测绘数据、环境数据、运行维护数据、失效统计与分析数据、社会资源数据等。

6.2.1.2 设计、制造、安装与竣工等管道建设期数据采集内容至少应包括：

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、监督检验证书；

c） 管道属性、施工过程记录、焊接工艺文件、无损检测文件、阴极保护质量等数据；

d） 管道中心线测量数据，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基础设施等交汇点坐标数据；

d） 管道安装竣工验收资料、安装监督检验报告、隐蔽工程验收记录及相关资料、工程质量检验和评定报告。

6.2.1.3 管道日常运行维护数据采集内容至少应包括：

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、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） 运行管理制度及程序文件。

6.2.1.4 管道定期检测与评价数据采集内容至少应包括：

a） 安全附件的校准、校验资料；

b） 重点区域识别与风险评估报告；

c） 日常检查记录；

d） 年度检查报告；

e） 定期检验、专项检测报告；

6.2.1.5 管道失效数据采集内容至少应包括：

a） 腐蚀、误操作等原因导致的管道泄漏失效数据；

b） 第三方损坏数据；

c） 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） 燃气安全事故统计和分析报告等数据；

f） 其他失效数据。

6.2.1.6 停用和废弃管道数据采集内容至少应包括：

a） 管道属性；

b） 停用的时间和原因；

c） 废弃处置方法等其他报告。

6.2.2 数据采集方法

6.2.2.1 应通过工程测量、现场调查、检测监测等方法采集管道中心线、管道本身属性和周围环境数据。

6.2.2.2 应采用工程测量方法绘制地下管线图、带状地形图等数据，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标准的规定。

6.2.2.3 应通过定期现况调绘、探勘、探查等现场调查方法采集管道周围环境数据，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，并在回填之前完成，管道埋深应在回填之后及时完成测量。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精度，采用其它基准，应建立换算关系。

6.2.2.5 在役管道应根据完整性管理要求定期采集和更新相关数据。具备通球条件的管道，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；不具备通球条件的管道，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检查等方式采集管道异常信息；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 改线管道应按照6.2.2.2测量新的中心线，并及时进行数据更新。

6.2.2.7 管道建设期应工程测量和现场调查方法管道应通过基线检测。

6.3 数据整合

6.3.1 管道数据采集完成后，应及时进行数据整合。管道数据整合应以中心线测绘数据或内检测得到的管道环焊缝坐标数据为基准，对其相关的附属设施、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，中心线对齐应以环焊缝或管件编码为基准；未开展内检测的管道，中心线对齐应基于测绘数据。当测绘数据精度不能满足要求时，应根据外检测和补充测绘结果更新中心线坐标。

7 重点区域识别

7.1 一般要求

7.1.1 根据管道特性及敷设环境，城镇燃气管道重点区域划分为公众聚集、易燃易爆等场所，以及燃气容易聚集的地下空间。

7.1.2 燃气管道重点区域宜根据燃气企业管辖区域和管道压力等级进行分类分区域识别，识别完成后应分级排序，燃气企业可根据等级确定针对性管理策略。

7.1.3 重点区域识别应由燃气企业自行排查为主，排查间隔周期不应超过12个月。

7.1.4 重点区域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，识别统计结果应按照统一的格式填写。

7.2 识别准则

7.2.1 燃气企业应结合自身管辖区域划分和压力等级，将燃气管道划分为若干个区块，分别进行区域识别，识别准则应符合附录H的规定。

7.2.2 重点区域识别可采用地理信息系统识别或现场调查方法，在重点区域识别报告中应明确所采用的方法。

7.2.3 识别出的重点区域应按照后果严重程度进行等级划分，分为Ⅰ级、Ⅱ级和Ⅲ级。Ⅰ级表示最小的严重程度，Ⅲ级表示最大的严重程度。

7.2 重点区域管理

7.2.1 燃气企业应根据重点区域的等级，制定相应的管理措施，做好沿线宣传和安全保护工作。对于Ⅲ级重点区域，尚应制定专项的应急预案。

7.2.2 燃气管道重点区域识别与管理应采取动态管理方式，识别发现的重点区域应及时上报并重点管理。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。

7.2.3 重点区域识别管理应制定统一的清单，进行动态跟踪，做好记录和存档。

7.2.4 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 燃气管道风险评估应明确评估目的、对象和范围。根据风险评估目的，选择合适的方法，依据评估结果进行风险管理决策。风险评估目的包括：

a） 识别影响燃气管道完整性的主要风险因素，分析管道失效可能性及失效后果，评估风险水平；

b） 根据损伤模式和风险评估结果，制定和优化检测方案；

c） 根据风险等级，对管段进行风险排序，确定实施风险控制措施的优先顺序。

8.1.2 风险评估分为全面风险评估和专项风险评估。评估人员应在资料审查和现场调查完成后，开展风险评估。燃气企业应对高风险管道采取相应的风险减缓措施，评估人员宜对风险减缓措施的有效性进行再评估。

8.1.3 风险评估工作应由专业人员完成。燃气企业可委托第三方检测评估专业机构进行风险评估，或培养专业风险评估人员，并定期对风险评估人员进行技术培训。风险评估人员应根据评估目标选择合适的风险评估方法，在充分了解燃气管道沿线情况基础上，依据相应的标准规范和评估方法开展评估工作。评估人员按要求出具风险评估报告，并确保其结果的合规性和真实性。

8.1.4 燃气管道投产后，应在1年内完成首次风险评估工作，并依据评估结论确定下次风险评估时间。设计压力大于等于0.1MPa燃气管道的风险评估宜与年度检查结合，设计压力小于0.1MPa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。

8.1.5 属于下列情况之一的燃气管道，应及时进行专项风险评估：

a） 达到设计使用年限，或未规定设计使用年限、但实际投产运行时间超过20年的；

b） 运行年限不足20年，但存在安全隐患较多的；

c） 存在超设计使用年限的；

d） 次高压以上燃气管道安全间距不足、临近人员密集区、自然灾害或第三方损坏风险大等情形的；

e） 燃气管道在日常管理中识别发现的重点区域。

8.1.6 新建、改线或老化更新改造的燃气管道应在设计和施工阶段进行危害因素识别和风险评估，根据风险评估结果进行设计、施工和投产优化，规避或降低风险。

8.1.7 因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，应进行风险评估，判断该燃气管段风险水平，并确定应采取的降风险措施和安全运行条件。

8.1.8 燃气管道的阀门（井）、调压站（含调压箱）、阴极保护装置、凝水缸等设施，燃气企业应制定专项风险评估方法，对相关设施存在的安全隐患进行识别、评估和和差异化管理。

8.2 评估方法

8.2.1 风险评估方法分为定性、半定量和定量三种，方法详细介绍见附录I。

8.2.2 评估方法选择应以燃气管道和附属设施本体安全状况为重点，根据对象类型、材质、压力等分类明确评估方法，制定评估方案，可采用一种或多种方法实现评估目标。评估方法的选用原则应根据目的、经济投入、现有数据、方法可行性综合确定。

8.2.3 钢质燃气管道风险评估方法宜符合GB/T 27512的要求，聚乙烯燃气管道宜符合《在役聚乙烯燃气管道检验与评价》的要求，也可采用燃气企业经过验证的其他评估方法。

8.2.4 小型燃气企业可按照附录E的要求，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，制订详细的风险评估作业指导书，用于日常管理人员定期风险评估工作。

8.2.5 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，并列入实施方案中。数据收集过程中应保证数据的充分、足够和准确性。评估结束后应将详细信息写入评估报告中。

8.3 评估流程

8.3.1 燃气管道风险评估的流程如下图3所示。核心步骤为数据收集、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 燃气管道风险评估的详细步骤和评估细节见附录I。

8.3.3 风险评估应同时考虑失效可能性（*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，并计算每个单元风险值*R*=*S*×*C*。当风险达到燃气企业规定的不可接收阈值时，应采取相应的风险控制措施。

8.3.4 当燃气管道存在以下情况时应进行风险再评估：

a） 采取降低风险措施；

b） 上次风险评估周期到期；

c） 管道进行重大修理或老化更新改造；

d） 操作工况发生重大变化；

e） 管理制度发生重大变化；

f） 沿线环境发生重大变化；

g） 在遭受自然灾害、运行事故或外力损害后需继续使用时。

8.3.5 评估人员完成风险评估工作后，应及时出具评估报告。报告的内容要求见附录P.2。

提出风险控制措施

风险再评估（可选）

编制风险评估报告

失效可能性分析

失效后果分析

风险等级判定

确定评估目的、对象和范围

数据收集

危害因素识别

单元划分

数据更新

风险可接受准则

风险计算

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 燃气企业应结合重点区域识别和风险评估结果对燃气管道定期开展检测、监测与评价工作。实施前，应制定检测、监测与评价方案，并明确检测与监测的目的、范围、内容、具体方法和设备选择、要达到的技术指标等内容。

9.1.2 燃气管道的检测与评价工作主要分为定期检验、专项检测和日常巡查，实施工作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，定期检验应委托具有资质或能力的检验检测机构实施，专项检测宜由检验检测机构或燃气专业经营单位实施，检验检测机构及人员资质要求应满足特种设备相关法律法规规定。

9.1.3 检测、监测与评价工作应由经过专业培训的技术人员完成，并出具检测、监测与评价报告，对结果的合规性和真实性负责。

9.1.4 燃气管道的检测、监测与评价过程中所使用的设备、仪器和测量工具应当在有效的检定或者校准期内。鼓励采用新技术，但应对新技术的应用效果进行有效验证。

9.1.5 新建钢质燃气管道应在投用3年内完成首次全面检验工作，在役燃气管道应根据定期检验结果确定下一次检验时间。局部燃气管段的泄漏、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灵活实施。识别的重点区域应缩短检验周期。

9.1.6 针对燃气管道开展的专项检测、局部区段检测、单一检测等形成的报告可供燃气管道全面检验参考，但不应机械合并当作全面检验报告。

9.2 方案制定

9.2.1 现场检测工作开展前，应在数据收集的基础上，结合管道的使用情况，制定详细的检测实施方案，内容应包含：

a） 燃气管道基本情况及检测目的和范围；

b） 依据规范和标准；

c） 参与人员要求与分工；

d） 检测流程；

e） 检测项目、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 检测方案应当征求燃气企业意见，并经过检验检测单位的技术负责人或授权人审查批准后，方可实施。

9.3 检测监测实施

9.3.1 燃气管道的现场检测方式分为宏观检查、内检测、外检测、压力试验等方法，按检测内容划分为空间位置检测、腐蚀防护系统检测、管体缺陷检测、泄漏检测或监测、材料性能测试、压力试验、安全附件和仪表功能检验、法兰等附属设施电性能测试、外部环境检查等。燃气管道应根据其材质类型、压力等级、损伤模式和风险水平选择一种或多种合适的检测与监测方法实施。具体方法选择如下：

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，应当优选内检测；采用内检测时，仍然需要对腐蚀防护系统和沿线杂散电流干扰状况进行检测评价；

c） 不具备内检测条件时，应选择外检测或基于风险的检验；

d） 内检测、外检测均不可实施的燃气管道，可分段采用压力试验实施。

9.3.2 新建燃气管道在投用前应完成基线检测。基线检测过程中，钢质管道以中心线测量、焊接缺陷和变形等缺陷检测、腐蚀防护系统检测为主，必要时进行焊缝质量抽查；聚乙烯管道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对其管体缺陷和中心线位置开展内检测，当不具备内检测条件时，宜通过改造或临时调整运行工况使其具备内检测条件。

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。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。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；针对铸铁管道，应通过阀井（室）、露管段或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；针对聚乙烯燃气管道，应通过露管段、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的位置、钢塑接头转换位置、以及焊接接头等进行异常检测，对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。外检测方法选择见附录J.3。

9.3.5 对于燃气管道穿跨越段、特殊工况管段和特殊部位应开展专项检测。专项检测包括管道穿跨越段的检测，材料状况不明管段的材质理化检测、滑坡、洪水、塌陷等自然灾害易发区管段位移或土体检测与监测、泄漏频发或人口密集区管段的泄漏检测与监测、出入土等特殊部位腐蚀或环焊缝检测等、以及阀门（井）、调压装置、阴极保护装置、凝水缸等附属设施的专项检测等。

9.3.6 存在下列情况之一的管段，可采用压力试验的方法检测燃气管段的承压能力。

a） 停输超过一年以上再启动的；

b） 新建或在役更换管段的；

c） 经过分析需要开展压力试验的。

压力试验选用介质、试验压力、以及试验过程详细要求见附录J.4。

9.3.7 燃气企业应定期安排检测人员采用一种或多种方法对管道及附属设施进行泄漏检测。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，泄漏检测完成后应进行泄漏点的等级评价。检测周期需结合管道类型、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，泄漏检测方法和过程要求见附录J.5。

9.3.8 燃气企业应根据管道的损伤类型，积极采用多种方法对其高风险区域进行针对性监测。针对高频泄漏区、密闭以及半密闭空间、以及人员密集等场所，宜安装泄漏监测设备，实时监测环境中可燃介质浓度；针对有阴极保护的钢质管道，可在阴极保护系统基础上安装监测装置，周期性监测阴极保护效果和杂散电流干扰情况；针对自然灾害易发区，可在管道或沿线土壤安装应变或位移监测设备，实时判断管道安全状况；针对管段局部位置的振动，可安装振动或应力监测设备，判断管道是否需要采取减振措施；针对调压装置、以及燃气管道易第三方损坏区域，可安装视频监测设备；在重要场所、重点用户的中压燃气管网及存量管网末梢位置加装压力监测设备，判断管道和沿线环境安全状况。

9.3.9 存在下列情况之一的管段，如果超出风险可接受程度，应及时开展检测工作：

a） 运行工况发生显著改变从而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的；

d） 年度检查结论要求进行全面检验的；

e） 所在地发生滑坡、泥石流等自然灾害或超过设计允许等级地震的；

f） 有重大改造维修的。

9.3.10 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） 风险评估发现风险值较高的；

f） 应改造但短期无法完成的；

g） 检验人员和使用单位认为应缩短全面检验周期的。

9.3.11 属于下列情况之一的管段，可适当延长检验周期：

a） GB1-Ⅲ级次高压及以上的燃气管道环向工作应力小于或者等于管材规定最低屈服强度30%的，其最长检验周期可延长至9年；

b） 因特殊情况无法按期进行定期检验的燃气管道，延长检验期最长不超过1年，并告知地方特种设备安全监管部门。

9.3.12 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进行专项分析，并积极尝试或引进新型检测技术，针对缺陷或隐患类型，形成专项检测与监测解决方案。

9.3.13 检测人员完成相关单项检测或监测工作后，应及时出具相应的检测或监测报告。报告的内容要求见附录P.3。检验机构出具的定期检验报告见TSG D7004的相关要求。

9.4 合于使用评价

9.4.1 检测工作结束后，应对发现问题的管道进行适用性评价，以确定管道许用工作参数、维修计划与下次检测评价日期。GB1-Ⅲ级次高压及以上燃气管道应在定期检验基础上进行合于使用评价，并确定下一次定期检验的时间。

9.4.2 适用性评价包括对管段应力分析、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的材料适用性评价。评价人员应针对发现的缺陷类型，开展针对性的评价工作。

9.4.3 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K。

9.4.4 当管道的运行工艺条件发生重大变化时，宜重新进行适用性评价。

9.4.5 针对运行年满20年的各类燃气管道，或运行不足20年，但存在严重安全隐患钢质和聚乙烯（PE）管道、未更新改造的铸铁管道，应及时开展适用性评价工作。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。

9.4.6 GB1-Ⅲ级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，或者工作温度改变的；

b） 输送环境发生重大改变，管道地区等级升级的。

9.4.7 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者补偿器失效的；

d） 机械连接处（法兰或钢塑转换接头）经常性泄漏、破坏的；

e） 运行过程中发现管道存在振动、移位的；

f） 检验人员或者使用单位认为有必要的。

应力分析计算应当结合实际工况，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。

9.4.8 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；

b） 输送介质种类发生重大变化，改变为更危险介质的。

9.4.9 满足9.3.9的燃气管道，在完成检测工作后应进行适用性评价。

9.4.10 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。

9.4.11 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。报告的内容要求见附录P.4。

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、检测监测与评价等结论和建议制定针对性的风险消减措施，将风险控制在可接受水平以下，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L。

10.1.3 加强建设期燃气管道的完整性管理，及时采取风险消减和防护措施，相关要求见附录F。

10.2 钢质燃气管道腐蚀风险控制

10.2.1 燃气管道的腐蚀应根据材质类型、腐蚀来源、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 钢质燃气管道的外腐蚀以腐蚀防护系统完好性和环境腐蚀监控为主。首先，以调整阴极保护系统防护腐蚀；其次，管体防腐层破损、焊缝补口损伤等引起的局部腐蚀以防腐层修复为主；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；最后，针对内腐蚀，以增加内外检测、泄漏检测频率、介质腐蚀性控制等方式缓解。对于发现腐蚀但原因不明，或腐蚀需要跟踪的情况，采用在线监控方式。腐蚀控制方法选择见附录L.2。

10.2.3 钢质燃气管道防腐层发生损伤，必须进行更换或修补时，应充分考虑材料与敷设环境的适应性、与原防腐层材料的匹配性、现场沟下作业的可实施性、以及施工过程质量等因素，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，防腐层验收应满足CJJ 33的要求。

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进行综合控制，详细措施见附录L.2。

10.2.5 燃气管道阀门井应严防漏水、渗水，阀门井中的积水应及时排除，及时抽放燃气管道凝水缸集水，避免凝水缸受腐蚀，避免气液交界处的管道内腐蚀。

10.3 第三方损坏风险控制

10.3.1 燃气企业应基于“主动过程防控”原则，建立第三方损坏专项风险管控措施，尽可能降低第三方损坏引起的燃气管道失效事故率。

10.3.2 燃气企业应将第三方施工巡查纳入日常管理中，并与管道所在地各级地方政府、居民建立管道保护联防机制，加强第三方施工联防宣传，保证及时识别管道沿线第三方施工活动。

10.3.3 应建立第三方施工管理程序。按照GB55009的要求，将管道保护和控制范围内的所有施工纳入管理范围，采用分级管理策略，宜按照施工类型、与管道距离等因素确定。

10.3.4 施工活动监管期间，应与第三方施工单位或个人签署管道保护协议，并在施工前确定与标识管道位置、设置警戒带，施工过程进行现场全过程监护。施工结束后，燃气企业与第三方施工单位对关联段管道的保护工程进行验收，确认管道是否受损，并详细记录隐蔽工程的情况。

10.3.5 燃气企业应对所辖燃气管道的位置设立物理标识，并结合实际情况，开展管道沿线的安全宣传活动，宣传第三方施工的影响，告知沿线居民和机械手管道和光缆位置、地面标识及破坏管道的影响，提高管道保护意识，有效降低第三方损坏风险。

10.4 地质与自然灾害风险控制

10.4.1 燃气管道地质与自然灾害风险管控重点针对地面塌陷、水毁、地震、极端气候等灾害类型引发的管道及相关设施损坏，建立燃气管道地质与自然灾害风险控制程序。

10.4.2 燃气企业应定期组织开展自然灾害风险排查与治理，风险控制措施主要有巡检、专业检测与监测、工程治理等，可根据风险类型采取一种或多种针对性方法进行管控。

10.4.3 应对自然灾害进行风险识别、评价和分级管控。自然灾害风险等级较高、对管道危害较大的区域，应采取工程治理的方式消减自然灾害风险，应在灾害点实地勘察的基础上开展自然灾害防治工程设计，并制定防汛工作方案及专项应急预案，落实防汛物资准备身并组织防汛应急演练。自然灾害风险较高、对管道危害不明确的区域，可采用专业监测方面控制风险。

10.4.4 发生地质与自然灾害时，必要情况下应中断供气，以免造成更大规模的损失。灾害后，应立即组织专人开展燃气管道设施安全普查和改进措施，以免发生衍生事故。

10.4.5 应根据自然灾害类型采用针对性的工程治理措施，可采用管道改线、加大埋深、盖板、地基处理、水工保护工程等措施。

10.4.6 针对需要采用监测手段控制的滑坡、崩塌、泥石流等类型自然灾害风险点，可采用灾害体变形监测、管道变形监测、作用力检测等技术手段。

10.4.7 对存在冲刷风险的大中型河流穿越段，应定期可开展水下燃气管道埋深检测。每年汛期过后应检查一次，检查内容为管道状态、裸露、悬空、移位及受流水冲刷、剥蚀损坏情况等，检查和施工宜在枯水季节进行。

10.4.8 应建立自然灾害巡检巡查机制，对管道沿线自然灾害易发段定期开展巡检，并形成巡检记录，强降雨或长时间降雨后应及时巡检，自然灾害巡检可与日常巡查相结合。

10.5 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 设计压力大于0.4MPa的在役钢质燃气管道，缺陷修复可采用打磨、补板、A型套筒、B型套筒、环氧钢套筒、复合材料、机械夹具以及换管中的任意一种，机械夹具不得作为永久性修复方法，实施程序可参照GB/T 36701执行。

10.5.4 设计压力不大于0.4MPa的在役燃气管道，缺陷修复可采用插入法、折叠管内衬法、缩径内衬法、静压裂管法和翻转内衬法中的任意一种，实施程序按照CJJ/T 147执行。

10.5.5 钢质燃气管道的焊缝存在损伤或腐蚀时，宜采用更换、B型套筒或复合材料永久修复；环焊缝存在表面浅裂纹缺陷时，如果金属去除量满足要求且无损检测合格，可采用打磨修复；当焊缝内有气孔、夹渣、未焊透等缺陷深度＜0.8t时，应采用B型套筒进行永久性修复，缺陷深度≥0.8t，应进行换管修复；管体裂纹类缺陷深度≥0.4t时，宜采用换管修复。不具备修复条件的燃气管道进行更换，无法更换的应进行专项风险评价，根据评价结果采取风险控制措施。

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，并根据危险等级采取泄漏处置、扩大检测、应急管理等相应措施。

10.6.2 泄漏检测发现的危险泄漏，需要立即维修或持续行动，直到情况不再危险。包括：

a） 逸出燃气已点燃；

b） 发现存在可燃气体进入建筑物或隧道的迹象；

c） 建筑物内外探测有可燃气体；

d） 等级评估为I级的泄漏点，见附录J中表J.5；

e） 任何可以看到、听到或感觉到的泄漏，且泄漏位置可能危及公众或财产；

f） 现场操作人员判断为直接危险的任何泄漏。

10.6.3 根据泄漏检测、定位和分析结果，合理制订处置计划，配置人力资源和设备进行泄漏处置。

10.7 应急管理

10.6.1 燃气企业应根据燃气管道的可能事故类型和特征，制定完备的事故应急预案、应急响应措施、应急资源配置、以及沟通机制，保障应急抢险顺利实施，事故应急预案编制程序可GB/T 29639的规定执行。

10.6.2 燃气管道检测与评价过程中发现的高风险管段、危险泄漏、以及其他高风险迹象，应作为应急管控的重点对象，并做好应急防控措施。

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

10.8 其他

10.8.1 当燃气管道存在因误操作引起的泄漏失效时，应加强企业相关人员业务和安全培训工作，减少同类事件发生。

10.8.2 聚乙烯燃气管道应检查自然环境中白蚁、老鼠啃咬等生物损坏，深根植物损坏，露管光照或高温老化等损伤类型，并采取针对性的防护措施。

10.8.3 易发生外力损坏的燃气管道，应增设安全防护装置。

11 效能评价

11.1 一般要求

11.1.1 燃气企业应定期开展效能评价，确定完整性管理的效果，包括有效性、效益、执行效率、风险受控程度等，并且发现完整性管理执行过程存在的不足，并持续改进。

11.1.2 开展效能评价过程中，应遵循以下基本原则：

a） 评价过程应公开、公平、公正，注重评价的科学性、客观性和可重复性；

b） 应建立在真实、有效的数据基础之上；

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。

11.1.3 组织形式可独立专项开展，也可结合企业安全检查、内外部审核等工作实施。评价范围可划分为针对一个周期内完整性管理全过程的整体效能评价和专项效能评价。燃气企业可根据管理需求灵活实施。

11.1.4 新建燃气管道首次整体效能评价应在首次全面检验后一年内完成，在役燃气管道可根据定期检验发现的问题，开展针对性的专项效能评价，以改进提升该周期内的完整性管理效率。整体效能评价周期可与定期检验周期相协调。

11.1.5 效能评价宜由燃气企业的完整性管理中心或小组组织实施，也可委托长期从事完整性管理工作的第三方专业机构实施。

11.2 评价流程和内容

11.2.1 效能评价应按照完整性管理计划，制定实施方案，评价流程见附录M.1。

11.2.2 燃气企业应根据自身完整性管理的推进和实际需求，建立燃气管道完整性管理效能评价指标体系。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，见附录M.2

11.2.3 效能评价方法可采用管理审核、指标评价和对标等一种或多种方法。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；建立基于关键绩效指标（KPI）、平均故障间隔时间（MTBF）等指标评价法可实现智能化评价；采用对标方法，有利于企业查找与行业先进水平的差距。基于指标法的效能评价评分准则和KPI考核指标见附录M.3。

11.2.4 效能评价结果分析应确定衡量准则，如燃气企业制定的统一KPI考核指标、行业最佳实践、上一周期考核结果等。综合效能评价结果可通过分级、排序等形式展示。

11.2.5 效能评价结束后，应出具评价报告。报告内容要求见附录P.5。

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的相关制度和作业程序，并严格按照法律法规和企业制度履行日常管理责任。

12.1.2 日常管理和巡查人员发现运行期间管道、附属设施、以及沿线环境存在异常或变化信息时，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、巡查、维修维护等人员进行专业业务培训，包括管道安全生产、现场施工、维修维护、检测仪器等，应熟练掌握工作技能，并配备上岗证。

12.1.4 燃气企业应建立日常管理内容的质量考核体系，定期对燃气设施巡查、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 燃气管道识别出的高风险、高后果、隐患等重点区域，应加强日常监护管理。

12.2 日常巡查

12.2.1 燃气企业应基于管道的特点和风险情况，制定针对性的巡查方案，包括巡查频次、内容和质量控制等要求，应对高风险区段和部位进行加密巡护。

12.2.2 应定期对日常巡查人员进行技术培训，巡查人员应具备通过气味、地面植被变化、昆虫聚集、菌类繁殖异常、听声等方法判断燃气泄漏。

12.2.3 燃气管道巡查相关机具和设备应统一管理，并定期校验，保证使用时的有效性。

12.2.4 日常巡查工作应有详细的记录，管道企业明确巡查记录内容，巡查人员真实填报。可采用对工作记录检查和现场抽查相结合的方式。

12.2.5 燃气管道巡查中发现的异常问题或隐患，应及时上报和处理解决。无法当场解决的，时采取有效的防护措施，做好问题项的记录和传递，并跟踪后续落实情况，确保风险安全可控。

a） 非泄漏、不影响管道正常供应、不影响人们正常生活的一般异常情况，进行记录并及时上报，由维修人员在规定期限内进行修复；

b） 泄漏、影响管道正常供应、影响人们生活的异常情况，立即确认位置，记录异常情况，及时向上级职能部门汇报，并按照应急预案要求进行处置；

c） 大量泄漏或泄漏燃气已扩散至雨污水井等地下空间、建筑物内，应设置隔离区，采取必要的防爆措施，同时快速向上级汇报，寻求抢险援助。

d） 巡查中发现的微小泄漏或易于处理的其他问题，巡查人员在巡查中予以处置修复，并进行记录。不能修复的，应按要求上报。

12.2.6 燃气管道和附属设施的巡检周期见附录N.1。架空管和桥管的巡检周期不应超过半年。

12.2.7 存在下列情况之一的燃气管段，应增加巡检频率，巡检内容和要求应按照CJJ 51执行。

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） 漏气多发、重车碾压、电气轨道沿线附近等运行状态较差的；

d） 重要区域、敏感场所、以及保障期间相关场所的。

12.3 维修维护

12.3.1 燃气企业应根据运营管理和历史检测情况，对燃气管道和附属设施制定维修维护计划。

12.3.2 检测或评价结果要求立即修复的缺陷，应依据缺陷类型、修复标准和实施程序，选用适用的修复方法，及时进行缺陷修复。对临时修复的缺陷应及时进行永久修复。针对危险泄漏点、严重超标缺陷等修复时，应做好临时应急措施。

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

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，不得单独操作，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、燃气特性、应急处置技能，作业期间穿戴防静电工作服及其他防护工具，不得穿着易燃服装、携带打火机等引火源。

12.3.4 聚乙烯管道接头维修不得采用螺纹连接或粘接。通过热熔法维修聚乙烯管道接头时，按照制造商推荐的方法和设备进行维修，相关设备和维修程序应经过测试证明，才可使用。

12.3.5 日常管理中，当发现燃气设施出口压力超过设计压力时，应对超压区域燃气设施进行全面检查，对损坏设施或部件及时维修更换。

12.3.6 应定期检查阀门和钢塑转换管件的功能安全、防腐状况、密封安全等情况，并及时维护更换，以确保门能够正常启闭以及其相关配件在使用寿命内能否满足使用要求。

12.3.7 燃气管道沿线标志毁损或标志不清的，应及时修复或更新。

12.4 记录与文件控制

12.4.1 燃气企业应对日常管理中的所有事项和信息变更进行真实记录和文件保存，并能实现历史追溯，定期对记录和文件进行质量检查。应保存的记录和文件信息包括：

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。

12.4.2 燃气企业应建立管道记录与文件管理程序，保证记录和文件管理安全规范、信息流转通畅、使用查询便捷。

12.4.3 燃气企业应利用管道完整性管理或运营维护管理等信息系统，建立记录与文件使用管理权限，保证记录和文件流转过程中的信息安全。

12.5 变更管理

12.5.1 燃气企业应制定变更管理程序，针对日常运营、维修维护、完整性管理等操作进行变更时，严格按照变更流程执行，并记录变更信息，变更内容和记录信息见附录B.6。

12.5.2 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，燃气企业应对该管段开展风险评估和检测评价，确认该燃气管段在当前最大允许操作压力下是否能满足安全使用条件。当不满足安全使用条件时，应对该管段进行降压、改线、换管等变更管理。

12.5.3 对于燃气管道局部改线、修复等变更，应及时更新数据，变更完整性管理计划。

12.5.4 对于燃气管道工艺调整，如掺入氢气或其他可燃气体，引起燃气成分变化时，应评估该变化对管道安全方面的影响，并进行变更管理。

12.6 沟通管理

12.6.1 燃气企业应疏通信息沟通渠道，建立信息沟通管理制度，保证企业内外信息沟通通畅。

12.6.2 燃气企业应借助运营管理或完整性管理等信息系统，实现以下信息沟通。

a） 内部沟通：企业各职能部门以及员工的所有信息沟通；

b） 外部沟通：企业与政府监管机构、公众、公共安全部门、用户等利益相关者之间的信息沟通，尤其应急响应。

12.7 宣传教育培训

12.7.1 燃气企业应合理利用电视、报纸、公众号等媒体，加强公众的宣传教育，强化公众对燃气危害的认识和保护燃气管道的意识。

12.7.2 燃气企业应根据日常管理需求，编制培训大纲，定期进行人员培训。

13 失效管理

13.1 一般要求

13.1.1 燃气企业应制定失效管理程序，对发现的泄漏、第三方损坏等失效事件进行原因分析，并编制失效统计和分析年度报告，失效统计见附录O。

13.2 泄漏管理

13.2.1 燃气企业应制定有效的泄漏管理方案，并定期对其检测人员进行培训。检测人员应具有以下基本能力：

a） 使用泄漏检测仪器，定位燃气管道的泄漏位置；

b） 评估燃气泄漏量、扩散情况，以及潜在的危险；

c） 判断是否需要采取具体措施以保护人员和财产安全；

d） 采取适当行动和处置措施以降低或消除危险。

13.2.2 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、燃气泄漏后容易窜/漏进入市政管网、形成密闭空间燃气聚集的管段，包括：封闭性的城镇雨（污）水排水管沟、管涵、管道、沟渠，未填实的热力、电力、通讯管涵、管沟等。

13.2.3 应对燃气管道泄漏和处置过程进行记录和保存，不同途径发现的泄漏事件应在统一的管理部门备案。

13.3 第三方损坏管理

13.3.1 燃气企业应加强对管道沿线第三方施工活动的巡查力度，及时发现并跟踪监督第三方施工活动，内容包括：

a） 除12.2的日常巡查外，建立燃气企业、城市综合管理部门等联合巡查机制，鼓励第三方施工活动信息共享；

b） 发现燃气管道安全保护或最小控制范围内的第三方施工活动后，应及时了解项目内容，包含项目建设单位、施工单位、联系人、建设内容和规模、施工周期、施工区域等信息；

c） 制定燃气管道沿线第三方施工活动举报奖赏措施。

13.3.2 燃气企业应建立第三方施工沟通渠道，并加强对施工单位保护燃气管道安全的宣传，具体内容包括：

a） 建设和施工单位在施工前应主动与燃气企业联系，采取措施保证燃气管道安全；

b） 告知第三方施工单位燃气管道走向、安全保护范围，并设立显著标志，保留影像资料；

c） 建立燃气企业、施工单位、重点工程项目等的信息沟通平台，确保及时掌握施工信息；

d） 巡线人员与施工单位进行面对面沟通，发放安全宣传单或海报，实施多方位的宣传。

13.3.3 燃气企业应对管道保护范围内的第三方施工活动制定应急处置预案，内容包括：

a） 燃气管道走向和安全保护区域、周围环境描述，发生事故时应急控制阀门位置以及影响用户范围；

b） 施工单位、责任人、计划施工时间、施工活动范围和安全防护措施；

c） 应急处置措施和操作步骤，应急处置小组、分工及职责；

d） 检查控制阀门的运行状况，落实应急处置车辆、工机具和材料是否完好齐全，勘查施工现场是否有箱涵、沟槽、排水渠等，是否连通到建筑物或密闭空空间。

13.3.4 燃气企业应安排人员对管道沿线第三方施工活动进行现场监护，内容包括：

a） 熟悉施工方案内容及保护措施，并对现场燃气管道安全防护措施进行检查；

b） 现场监护施工单位是否存在影响燃气管道安全的作业行为；

c） 当施工方案发生变更时，应重新评估原保护方案，必要时重新制定新保护方案；

d） 做好现场监护记录。

14 改造、停用与废弃

14.1 改造

14.1.1 材质落后、使用年限较长、运行环境存在安全隐患、不符合相关标准规范规定与使用需求的燃气管道应纳入改造范围，包括：

a） 经评估无法满足安全运行要求的管道；

b） 运行年限满20年，经评估存在安全隐患的钢质和聚乙烯管道；运行年限不足20年，经评估无法通过落实管控措施保障安全的钢质和聚乙烯管道；

d） 其他被建构筑物占压、敷设于密闭空间的管道；

e） 埋深、间距等不符合现行标准要求的老旧管道；

f） 管径、输气量不能满足现有城市发展需求的局部地区管道。

14.1.2 应在全面的燃气管道普查、隐患排查后，根据风险评估结果制定改造计划，包括：

a） 改造依据及必要性；

b） 改造设计方案及其审批程序；

c） 资产更新改造记录等。

14.1.3 改造计划中应区分轻重缓急，优先对安全隐患突出的管道实施改造。对于还未实施改造的管道应采取加密泄漏检测频次、追加钢管阴极保护及腐蚀控制等措施，必要时对管道附近的其他设施，如阀门（井）设置远传泄漏报警等加强监控。

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。对运行安全有影响的重大改造项目，应按照基本建设程序进行。

14.1.4 改造实施时应立足当前兼顾长远，对燃气输配管道重要节点安装智能化感知设施，将燃气管道更新改造信息及时纳入燃气智能管理系统。

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

14.2 停用

14.2.1 长期停用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，降低停用管段的安全和环境风险到预定的可接受水平。置换完成后，须对所有开口做好密封措施。

14.2.2 周期性供气的燃气管道不属于停用管道，应按运行管道进行运维管理。

14.2.3 临时停用的燃气管道应保压并按运行管道进行管理。

14.2.4 短期停用的燃气管道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腐蚀控制监测。

14.2.5 当某段燃气管道处于停用状态时，应在管道完整性管理信息系统（PIMS）中详细登记该管段停用状态信息，至少包括：

a） 详细位置信息，包括起始点坐标、周围环境信息等；

b） 管道基本信息：材质、工作压力、使用年限、连接方式等；

c） 停用原因；

d） 腐蚀防护系统运行情况；

e） 历史检测情况；

f） 重新启用的可能性；

g） 曾发生过泄漏、第三方损坏等失效情况。

14.2.6 停用的燃气管道拟重新启用时，应进行气密性试验，核查管道情况，确保管道未受到损伤、占压等。

14.2.7 燃气管道阀门（阀井）、调压站（调压箱）的工艺设施存在损坏或失效时，应及时进行停用修复或更换。

14.3 废弃

14.3.1 废弃的燃气管道及附属设施应及时拆除。不能立即拆除的，应连续监护，并应设置明显的标识或采取有效封堵，管道内不应存留燃气介质。

14.3.2 废弃燃气管道的处置方式如下：

a） 对废弃管道的资料进行核对并进行必要的实地检查，确保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。对于随道路改造而进行的燃气管道改线，以及旧管改造时新管与旧管同沟开挖的，可将废弃旧管置换后从地下移出。

c） 废弃管道应与运行管道物理隔离，并对废弃管道可采用氮气或惰性气体置换，置换完成后，须对所有开口做好密封措施。

d）废弃管道设置警示标识，以免误操作。

14.3.3 应建立废弃管道的图档资料库，并在管道完整性管理信息系统（PIMS）中登记。

15 数据管理

15.1 一般要求

15.1.1 数据管理应统一参考标准，统一数据结构和模型，统一数据库和管理平台。

15.1.2 燃气管道及附属设施数据应客观、真实、准确，数据源应具有唯一性。

15.1.3 数据管理过程中应按照统一格式进行录入与存储，依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数据安全保障工作。

15.1.4 数据管理中，燃气企业宜制定管道及附属设施的分类方法和编码规则，实施代码管理，保证全生命周期唯一代码，便于数据库建立和信息的动态更新。燃气管道及附属设施数据库建设和数据管理见附录G。

15.2 数据录入与存储

15.2.1 应按照数据库建设要求统一录入数据库。

15.2.2 管道属性、中心坐标等结构化数据可建立三维实体数据模型，进行数据录入与存储；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。

15.2.3 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。

15.2.4 日常管理数据应及时录入数据库，不具备当日录入数据库条件的，应保存纸质记录或电子版记录。

15.2.5 燃气企业应采取加密、安全存储、访问控制、安全审计等安全措施，保护数据存储活动。

15.3 数据维护与更新

15.3.1 数据维护应制定有效的管理措施，采用更新方式保证数据的精度和时效性，实时更新燃气管道设施基础信息底图，以满足趋势分析和可视化。

15.3.2 数据更新按照完整性管理流程执行，做好相应记录。历史数据应根据其属性、对比分析需求等确定是否保留。

15.3.3 应制定有效的数据恢复管理措施。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 符合以下条件的应进行数据更新：

a） 管道周边环境发生明显变化的；

b） 再次开展检验检测的；

c） 进行改线、换管或者重大维修改造的；

d） 开展周期性评价、修复、预防和风险控制措施后的；

e） 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） 更新数据应通过测试或例行检查，以确保其一致性和完整性；

b） 更新应标识版本信息，通过对比分析，说明历史数据和当前数据的变化；

c） 数据更新应按照数据变更管理流程进行，并做好相应记录；

d） 应保留需回朔、分析的历史数据。

15.4 数据共享

15.4.1 燃气企业应推进燃气管道和设施信息化和智能化建设。结合完整性管理，建设燃气智能监管等信息系统，便于燃气管网和设施动态监管、互联互通和数据共享。

15.4.2 完整性管理过程中，应根据数据分级分类和业务需求建立数据流程，方便数据互通与应用中的节点追踪。

15.4.3 应根据燃气管道材质、敷设方式、属性、使用状态、附属设施等信息编制数据字典。

15.4.4 依据完整性管理体系，应建立数据共享机制、数据互通与应用权限，应与数据接收方通过合同等形式明确双方的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。

15.4.5 应按照统一的数据传输接口规范和数据交换格式，实现智能阴极保护监测、自然灾害监测、光纤预警、泄漏监测、可燃气体监测、视频监控等管道智能感知数据的规范传输与交互共享。

15.5 数据信息化与智能化管理

15.5.1 燃气企业在完整性管理数字化建设过程中，应设计并建立一致的数据库模型、结构框架、要素集和关联关系。

15.5.2 应对GIS图档、设施台账等数据信息进行动态管理，及时完成新建工程测绘图档的上线、停用或废弃管道的标注更新工作。

15.5.3 燃气管道与附属设施的数据管理应通过唯一代码关联，相关属性、日常管理、失效管理等信息应实现联动更新，确保GIS、工程管理、巡查等多个系统信息同步。

15.5.4 鼓励燃气企业的信息化平台建设，提升燃气设施智能化水平和管理效率。

附 录 **A**  
（规范性）  
城镇燃气管道完整性管理体系建设

**A**.1 完整性管理体系

**A**.1.1 燃气管道完整性管理采用“计划-执行-检查-改进”（PDCA）循环管理模式，在运行过程中分析其时效性和管理效率，使完整性管理水平严格满足各项标准，始终保证燃气管道处在最佳状态。

**A**.1.2 完整性管理体系的建设和应用贯穿于燃气管道的全生命周期，其构成要素（图A.1）包括：承诺与方针，策划，组织机构、资源及文件控制，实施与运行，事件调查、跟踪与改进，以及管理评审。

**A**.1.3 承诺与方针为完整性管理体系建立和实施的前提条件和核心。燃气企业应作出的承诺包括：事故预防、确保燃气安全可靠输送、减轻对公众和环境的影响、遵守国家法律法规和企业政策程序等。燃气企业方针制定应有员工参与，且传达至全体员工。企业的管理层保障完整性管理的有序进行，确保燃气管道安全平稳运行。

**A**.1.4 根据完整性管理方针与策略，结合当前企业完整性管理现状，识别主要风险影响因素，设定完整性管理目标和范围，制定管道完整性管理活动各项计划和方案。风险管理是一个不间断的过程，是所有管道完整性管理要素的基础，应定期制定计划识别危害因素的存在，评估业务活动中的相关风险，对所有风险采取适当措施进行分级管理，以防止潜在事故的发生或降低事故影响。

**A**.1.5 建立管道完整性管理专门机构，提供技术支持和组织保证，对组织的有关部门和人员的作用、职责和权限加以界定，识别和控制所有管道完整性管理相关文件和资料，确保完整性体系所有文件适宜、有效且易获取和传达，同时提供足够的资源以确保管道完整性管理体系的有效运行。

**A**.1.6 按照完整性管理计划和目标，结合具体要素，实施完整性管理方案。通过作业许可、过程管理、质量管理，有效控制关键活动和任务的风险和影响，保证完整性管理质量。通过变更管理，建立有效的应急准备和相应系统，保证完整性活动的时效性。通过制定有特色的运行过程和要求，实现完整性管理各项工作的有效开展和落实。

**A**.1.7 对失效事件进行调查和跟踪，建立事件学习机制是管道完整性管理持续改进的重要环节，是实现管道完整性管理体系自我控制的保障机制。通过有效的程序，对事故、事件的报告、调查和处理做出规定，以达到法定要求，并识别和消除根源，预防事故、事件的发生。

**A**.1.8 体系审核由企业的最高管理者主持，对体系的适用性及其执行情况进行系统、全面的评审，是最高形式的改进机制，是PDCA循环的最后一个环节。通过审核，可了解管道完整性管理体系的整体运行情况及其不足之处，以做出改进。企业最高管理者应按照规定的时间间隔对管道完整性管理体系进行审核，以确保其有效。

燃气管道完整性管理体系

承诺与方针

策 划

组织机构、资源及文件控制

实施与运行

事件调查、跟踪与改进

体系审核

承诺

方针

燃气管道完整性管理计划

法律、法规及其他要求

目标与范围

管道与设施完整性管理能力

组织机构

资 源

承包商管理

能力及培训

协商与沟通

记录及文件控制

能力评估

培训需求、计划及要求

培训的实施

检查与改进

管道完整性管理具体要求

作业许可

应急准备与响应

质量控制

变更管理

事件调查

事件跟踪及学习

内部审核

外部审核

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

变更管理程序

工程、技术、状态变更

组织变更

文件变更

检查与改进

专项审核

图A.1 完整性管理体系要素

**A**.2 完整性管理体系核心

**A**.2.1 完整性管理理念

管道完整性管理是一种防患于未然的管理理念，管道管理者不断地采取各种手段和措施，识别管道危害因素，进行风险评估，在事故发生之前，找到可能发生事故的缺陷，及时针对性修复，将事故风险降低到可接受的范围内，长期维持管道的结构和功能完整性。它是一门综合性的解决方案，各项工作是一个整体，彼此互相促进，互相嵌套，是一个封闭的循环体。对管道持续实施动态管理工作，旨在使管道长期处于一种可控的状态。

**A**.2.2 职能机构

完整性管理工作实施成功与否的关键在于组织机构保障和有效的资源投入。为了保障完整性管理工作的推动力，燃气企业可结合实际情况，成立完整性管理专属职能部门，设置技术支持机构和岗位，岗位应包括但不限于：完整性数据管理岗、重点区域识别与危害识别岗、风险评估岗、检测监测与评价岗、设备维护/测试岗、防腐及阴极保护岗、应急抢维修岗、效能评价岗、信息管理等岗位。明确岗位职责和角色，保持业务衔接，以便按照垂直化进行有效管理，形成科学化完整性管理运行机制。

**A**.2.3 体系文件

体系文件可在企业里面有效传递工作中所需信息，它是指针对完整性管理的计划、实施、审核、培训、持续改进等内容，建立一套有系统性、规范性、强制性和科学性的可执行管理技术文件，对完整性管理工作起到协调、指导、控制和技术支持等作用。在完整性管理体系文件中，宜设立三级文件：总则、程序文件、作业文件。

**A**.2.4 完整性管理关键技术

完整性管理涵盖一系列关键技术，包括设备化技术手段和知识性技术方法，需要一定规模的技术队伍和力量去掌握和应用，保证完整性管理工作的有效开展。完整性管理技术部门需要进行大量的技术分析和评估，消化吸收国内外先进的完整性管理技术和方法，立足于自身实际情况，开展相关技术、工具、软件的研发工作。管道完整性管理技术方法主要分为危害识别与风险评估、检测与评价、监测技术、失效与抢维修等4大类，如图A.2所示。

城镇燃气管道完整性管理技术

危害识别与风险评估

检测与评价

监测技术

失效与抢维修

危害因素识别技术

管道单元划分技术

专项风险评估技术

综合风险评估技术

外检测技术

内检测技术

泄漏检测技术

效能评价技术

老化评估技术

合于使用评价技术

泄漏监测技术

自然灾害监测技术

第三方损坏监测技术

内外腐蚀监测技术

专项监测技术

失效分析技术

管道抢险修复技术

带压封堵技术

智能化管理技术

图A.2 燃气管道完整性管理关键技术

**A**.2.5 完整性管理平台

完整性管理平台是一套综合信息技术平台，通过一系列计算机软件、硬件技术将管道完整性所有业务流程固化在软件系统中，驱动管道完整性管理工作的实施。建立统一科学的完整性管理平台，有利于燃气企业内部实现信息共享，提高完整性管理的实施效率。因此，燃气企业应对完整性管理平台统一规划，为收集、分析和处理各类数据，进行评价和决策，提供条件。

**A**.2.6 管理模式

围绕管道完整性管理的方针与承诺，燃气企业执行PDCA循环管理模式，实现管理目标。

a） 计划。燃气企业根据管道现状，分析影响管道安全的各种影响因素及原因，制定合理的完整性管理计划；

b） 执行。根据部门分工及岗位职责，有序开展完整性管理活动，实施完整性管理计划；

c） 检查。定期对完整性管理实施方案进行审查，确认方案是否达到预期完整性管理目标，任务是否按期完成，对不足的地方应做好记录，并重新评估完整性管理方案；

d） 改进。根据完整性管理体系审核及效能评价结果，不断改进管道完整性管理体系。

**A**.3 完整性管理计划

**A**.3.1 数据采集与整合

收集与完整性管理相关的数据资料，包括设计、材料、施工、运行、维护和检测数据，管道路由、周边环境和人口数据以及事故和危害后果数据等。对于新建管道数据较为齐全，可直接收集采用；而对于老旧管道应当考虑运行期间信息变更，将收集的数据加以分析对照，提取可用数据，确保数据信息更新后的有效性。由于采集的数据来源不同，数据格式多种多样，且记录方式各不相同，应进行分类和整合。

**A**.3.2 重点区域识别

应制定重点区域和单元识别计划，收集管道沿线自然、社会环境等数据，依托数字化管理系统或地理信息系统，开展关键单元识别工作，识别出高风险区管段可能存在的危害，这些危害包括管道的内外腐蚀和应力腐蚀、施工和制造缺陷、第三方施工和占压、自然自然灾害，还包括人为操作等因素。

**A**.3.3 风险评估

管道风险评估用于了解管道可能发生事故的具体位置及风险状况，确定事故发生的可能性和事故后果，掌握管道风险，使完整性管理具有针对性，维修维护工作更加有效。目前，有多种风险评估方法，可根据评价需求进行筛选。针对一些突出的危害类型，可开展一些专项风险评估，如自然灾害、第三方损坏等。

**A**.3.4 检测监测与评价

检测监测是燃气管道完整性管理的重要内容之一。将监测设备安装在相应的管道之中，对管道运行状况或环境进行监测，对燃气流向有效控制，保证燃气配送的平稳性。

**A**.3.5 风险控制

根据风险评估结果，采取针对性风险控制措施。选择的风险控制措施，应进行风险再评估，保证管段风险降低至可接受水平。

**A**.3.6 效能评价

用于评价管道完整性管理实施的效果和效率。依据相关文件记录、风险评估指标、历年数据变化情况，分析各种危害因素风险消减、防控效果情况等，并提出改进建议，确保完整性管理目标的实现。

附 录 **B**  
（资料性）  
城镇燃气管道完整性管理程序指南

**B**.1 总则

本附录为燃气企业完整性管理程序的基本要求，以满足燃气管道全生命周期的管理需求。

**B**.2 政策、目标和组织

燃气企业依据企业政策和目标，识别并记录完整性管理程序中各要素组织实施和执行情况，包括：

a） 完整性管理程序的开发和改进；

b） 记录管理；

c） 完整性管理计划和报告；

d） 计划的执行；

e） 完整性绩效指标；

f） 完整性管理程序审核和评估。

**B**.3 管道系统的描述

**B**.3.1 完整性管理程序需描述燃气管道系统的涵盖范围，说明未包括部分被排除的原因。

**B**.3.2 燃气管道系统描述包括如下内容：

a） 目的、功能和位置；

b） 管道系统的尺寸和材料特性，涂层类型以及其他附属设施的位置和功能；

c） 管道系统状态；

d） 管道系统的工作条件，包括输送介质，工作压力和温度范围；

e） 管道沿线的物理环境；

f） 管道系统的物理边界。

**B**.4 完整性管理程序记录

**B**.4.1 燃气管道完整性管理程序记录包括以下内容：

a） 燃气管道地点位置；

b） 管道系统各部分的设计，包括压力，温度，承载和其他运行条件的限制；

c） 管道、组件、防腐层材料、附属设施等执行标准和规范；

d） 材料测试报告；

e） 施工验收记录；

f） 防腐层检查记录；

g） 地形、土壤类型、回填材料和覆盖深度；

h） 压力测试；

i） 阴极保护系统的设计和性能；

j） 完整性管理计划中相关工作活动的内容和结果。

**B**.4.2 燃气企业记录和管理完整性管理程序所使用的方法，包括：

a） 创建，更新，保留和删除记录的责任和程序；

b） 存储和检索与特定管道位置或管段有关的记录的方法；

c） 过去活动、事件、变更、分析和决策的证据；

d） 描述记录的类型、形式和位置的索引。

**B**.5 变更管理

**B**.5.1 燃气企业对可能影响管道完整性的变更进行过程管理，包括制定、记录并实施变更管理流程。

**B**.5.1.1 属于燃气企业发起和控制的变更，包括：

a） 管道所有权；

b） 管理组织和人员；

c） 管道和控制系统；

d） 系统运行状态；

e） 工作条件；

f） 介质特性，如天然气掺入氢气或其他可燃气体，引起燃气成分的变化；

g） 与管道完整性管理有关的方法、实践和程序；

f） 与管道系统完整性管理有关的记录。

**B**.5.1.2 不属于燃气企业发起和控制的变更，包括：

a） 技术要求；

b） 物理环境的变化。

**B**.5.2 变更管理过程可通过相关程序来执行和记录以下内容：

a） 监测方法以识别可能影响管道系统完整性的预期和实际变化；

b） 确定批准和实施变更的责任；

c） 变更原因；

d） 分析变更的影响；

e） 将变更通知受影响的各相关利益方的方法；

f） 变更时间。

**B**.6 能力和培训

**B**.6.1 燃气企业制定并实施对企业人员、承包商和顾问的能力和培训要求，并向其提供适当的教育、知识和技能培训，确保相关人员能够胜任完整性管理的具体工作，并完成指定任务。

**B**.6.2 燃气企业制定相关文件，用于评估企业人员、承包商和顾问的知识和技能是否达到要求的方法，并记录和发放相关能力证明。

**B**.6.3 当对知识和技能的评估表明需要提升时，安排培训，包括：

a） 由教育机构或行业组织提供的正式培训课程；

b） 与管道系统完整性有关的研讨会和会议；

c） 行业和标准制定组织的技术委员会的工作；

d） 与管道系统完整性有关的研发项目；

e） 过程监督的工作经验交流。

**B**.7 重点区域、危害因素识别与控制

**B**.7.1 燃气企业定期识别与确定可能导致故障或损毁事件的危害因素和重点管控区域。

**B**.7.2 用于危害因素识别的方法和数据应形成文件，并分析相关故障或损毁事件的原因。

**B**.7.3 如果识别出可能导致故障或损毁事件的危害因素，燃气企业开展如下工作：

a） 评估并记录与此类危害因素有关的风险；

b） 实施并记录风险控制措施，监控可能导致重大后果事件的状况。

**B**.8 风险评估

**B**.8.1 总则

风险评估目的：

a） 估计事件的发生频率和后果；

b） 评估风险的等级；

c） 评估确定降低风险的方案。

**B**.8.2 风险评估方法

在选择合适的方法进行风险分析和评估时，燃气企业确定：

a） 管道系统的设计，构造和操作所独有的功能；

b） 进行分析所需的程序、模型和信息的可用性；

c） 如何使用风险评估的结果。

**B**.8.3 风险评估

**B**.8.3.1 当确定风险评估结果的重要性时，考虑的选项包括：

a） 是否需要进行更精细的风险分析，以减少可能导致高估风险水平的不确定性或错误；

b） 考虑用来降低风险水平的备选方案。

**B**.8.3.2 完善风险分析与评估时，考虑的选项包括：

a） 选择更严格的方法进行分析和估计；

b） 对运行条件的补充观察和分析；

c） 检查已识别危险或缺陷的存在，位置和严重性的更准确和详细的信息；

d） 与分析使用更详细的信息有关。

**B**.8.4 风险再评估

当确定风险控制措施时，可重复进行风险分析和评估，以确保计划采取的措施能保证风险降低到可接受的水平。

**B**.9 减少失效事件的频率和后果的选项

**B**.9.1 误操作

可用于减少与不当操作或控制系统故障相关的失效事件频率的选项包括：

a） 加强人员培训，员工评估和工作场所评估；

b） 改进管道系统的控制和监测方法；

c） 操作改进和维护惯例；

d） 对管道和设备的改进。

**B**.9.2 外部干扰

可用于减少与外部干扰相关的失效事件发生频率的选项包括（如果适用）：

a） 参与一站式公用事业所在地组织；

b） 采取措施提高公众对管道系统的认识和教育；

c） 进行植被控制，以提高通行视野；

d） 补充标记和标志，以识别管道系统的存在；

e） 增加通行权检查和巡逻的频率；

f） 加强管道系统的定位和挖掘程序；

g） 安装防护结构或材料；

h） 覆盖深度增加；

i） 增加管壁厚度。

**B**.9.3 缺陷

可用于减少与缺陷（例如，金属损失，破裂以及材料，制造和构造缺陷）相关失效事件的频率选项包括：

a） 暂时或永久降低既定的工作压力；

b） 缩短检测间隔时间；

c） 防腐层检测与评价；

d） 改善阴极保护系统的性能；

e） 修补或修复管道防腐层破损点；

f） 减轻管道内部腐蚀或监测的改进方法；

g） 衬板的安装；

h） 在线检测程序；

i） 压力测试；

j） 改善制造、设计、施工和运营的质量措施；

k） 评价、维修维护和更换计划。

**B**.9.4 自然危害

可用于减少与自然灾害相关的失效事件发生频率的选项包括：

a） 替代设计，材料和位置；

b） 检查和评估遭受冲刷侵蚀，冻融，因建筑或破坏而沉降，地震或斜坡运动的区域；

c） 增加通行权检查和巡逻的频率；

d） 利用在线几何工具、倾斜仪等勘测技术，监测管道系统或土壤运动；

e） 开挖和回填以减轻承载；

f） 搬迁；

g） 安装防护结构或材料以保护系统免受外部附加载荷。

**B**.9.5 减少后果

可用于减少失效事件相关后果的选项包括：

a） 改进及提前发现燃气泄漏的方法；

b） 改进控制和关闭阀门的方法；

c） 限制燃气泄漏排放量的改进方法（例如，减小截止阀或隔离阀的间距，以及使用遥控阀）；

d） 改进应急程序；

e） 改善公众意识和教育计划；

f） 改进管道系统设计。

**B**.10 完整性管理程序规划

**B**.10.1 燃气企业建立并记录与管道完整性管理相关的活动计划和时间表。

**B**.10.2 管道完整性管理程序的规划应考虑以下因素：

a） 可能导致故障事故的已知条件，损伤或缺陷；

b） 任何损伤的潜在增长；

c） 为控制已识别的危害而选择的选项；

d） 检查和分析方法以完善风险评估；

e） 为降低风险水平而选择的备选方案；

f） 检查、检测、巡查和监测；

g） 先前的完整性审核和活动中的建议；

h） 燃气企业的故障和损毁事件历史记录；

i） 行业的故障和损毁事件经验；

j） 使用直接或间接检查活动或两者结合使用。

**B**.10.3 管道完整性管理须涵盖相关活动完成情况的检查程序，以便：

a） 验证有关活动的相关方法和程序是否正确执行；

b） 验证是否已审查并批准了计划活动的变更；

c） 确定是否达到了预期目标；

d） 查明未完成的工作和尚未解决的问题；

e） 为今后的工作制定建议和计划；

f） 验证是否创建或修改了相关记录。

**B**.11 检查、检测、巡查和监测

**B**.11.1 燃气企业记录用于燃气管道检查、检测、巡查和监测的方法和程序，包括：

a） 阴极保护系统；

b） 腐蚀监测系统和设备；

c） 泄漏检测方法和装置；

d） 燃气关闭设备和系统；

e） 压力控制、限压和泄压系统；

f） 阀门的尺寸，位置和操作位置；

g） 巡查方法和设备；

h） 检查裸露管道是否存在腐蚀和其他类型的缺陷。

**B**.11.2 当未规定检查、检测、巡查和监测的时间或频率时，记录确定时间或频率的理由和方法，包括：

a） 检查、检测、巡查和监测的适用条件或发现缺陷的类型；

b） 缺陷或状况变化的速度或时间有关的经验；

c） 变更对失效事件风险的影响。

**B**.11.3 当使用间接方法进行检查时，燃气企业考虑是否需要使用更直接的方法进行补充检查。

**B**.11.4 存在以下缺陷或情况时，考虑采用在线检测或监测设备。

a） 内部和外部腐蚀缺陷；

b） 凹痕；

c） 裂纹；

d） 管道过度运动。

**B**.11.5 燃气企业记录用于检测燃气管道内腐蚀的方法。

**B**.11.6 存在外腐蚀时，调查腐蚀原因、腐蚀防护系统的完好性。

**B**.11.7 检查、检测、巡查和监测的记录包括：

a） 执行日期；

b） 使用的方法和设备；

c） 结果及严重性评估。

**B**.12 评估检查、检测、巡查和监测结果

**B**.12.1 总则

当检查、检测、巡查和监测结果表明存在可能导致失效事件发生的异常状况时，燃气企业进行评估并采取纠正措施。

**B**.12.2 缺陷特征评估

**B**.12.2.1 当燃气管道发现缺陷时，进行缺陷宏观检查，测量和无损检测，确定缺陷的严重程度。

**B**.12.2.2 在对缺陷进行特征和严重性评估时，结合以下因素考虑：

a） 评估人员的知识和经验以及检测方法的局限性；

b） 缺陷类型的是否与实际相吻合；

c） 缺陷尺寸和特征描述的准确性；

d） 管道设计和材料性能；

e） 管道服役条件。

**B**.12.3 自然灾害评估

当检测与巡查发现土壤沉降、滑坡或冲刷可能导致管道的纵向应力过大或变形时，燃气企业实施监测和评估计划，以防止发生事故。对于此类程序，考虑加强管道巡查和定期检测。

**B**.12.4 建议记录

燃气企业保留相关建议记录和处理程序。

**B**.13 缓解和修复

**B**.13.1 燃气企业记录纠正措施的类型以及适用条件。

**B**.13.2 燃气企业记录缓解和维修程序。

**B**.14 持续改进

**B**.14.1 总则

燃气企业计划并实施所需的监测、检测、分析和改进过程：

a） 证明符合完整性管理计划的要求；

b） 不断提高完整性管理计划的有效性。

**B**.14.2 完整性管理程序的审查和评估

完整性管理程序定期进行审查和评估，以确定是否符合完整性管理要求，并根据需要进行修订。审查和评估的方法和结果形成文件，包括：

a） 审查和评估的时间安排；

b） 燃气企业，管道或外部因素变化的影响；

c） 内部和外部审核过程中发现的问题、纠正措施、当前状态和趋势；

d） 失效事件的频率和后果、完整性相关活动执行情况、绩效评价结果；

e） 与上次审核结果对比，相关问题和建议处理情况；

f） 近期失效事件的根本原因；

g） 预防事故发生的成功经验和问题交流。

**B**.14.3 绩效评价

燃气企业建立绩效评价程序，以评估完整性管理程序的性能。绩效措施包括：

a） 符合既定要求和验收标准；

b） 达到既定目标的有效性。

**B**.14.4 审核

燃气企业定期审核完整性管理计划，包括：

a） 审核范围和目标；

b） 审核频率和时间；

c） 管理和执行审核的职责；

d） 审核员的独立性；

e） 审核员能力；

f） 审核程序。

**B**.14.5 不合格控制

燃气企业建立不合格控制程序，界定处理和调查不符合项的责任和权限，采取措施减轻任何影响，并采取纠正和预防措施。

**B**.15 事件调查

燃气企业制定调查和报告故障和失效事件的程序。

附 录 **C**  
（资料性）  
城镇燃气管道完整性管理体系文件

**C**.1 总则

**C**.1.1 完整性管理体系文件由三级文件组成：第一层级（最高层级）为总则，第二层级为程序文件、第三层级（最低层级）为作业文件和技术标准。

**C**.1.2 完整性管理总则是完整性管理文件体系的纲领性文件，提出完整性管理总体要求，明确完整性管理方针、目标和承诺。

**C**.1.3 对于已经建立了QHSE一体化管理体系的燃气企业，完整性管理总则宜融入QHSE一体化管理体系的管理手册或类似文件之中。

**C**.2 程序文件

**C**.2.1 程序文件是总则中完整性管理特定流程的实施细则，规定具体管理程序和控制要求，阐述程序文件的使用部门及职责，提供相关业务的内容指导、整体执行流程及相关说明等。完整性管理程序文件宜分为核心程序文件和支持性程序文件。

**C**.2.2 管完整性管理核心程序文件宜包括以下程序文件：

1. 数据管理程序；
2. 泄漏管理程序；
3. 风险评估程序；
4. 内检测管理程序；
5. 直接评价管理程序；
6. 适用性评价管理程序；
7. 风险削减与维修维护管理程序；
8. 腐蚀控制程序；
9. 第三方损坏风险控制程序；
10. 自然灾害风险控制程序；
11. 失效管理程序；
12. 效能评价程序；
13. 完整性管理方案管理程序。

**C**.2.3 完整性管理支持性程序文件宜包括以下程序文件：

1. 人员能力及培训管理程序；
2. 记录与文档管理程序；
3. 合规性管理程序；
4. 沟通管理程序；
5. 变更管理程序；
6. 审核与改进程序。

**C**.2.3 对于已建立了QHSE一体化管理体系，完整性管理支持性程序文件宜与QHSE一体化管理体系里已有的相对应程序文件合并。

**C**.2.4 小型燃气企业可按照管理工作的相似性，将几个管理程序文件合并为一个管理程序文件，但应包含附录C.2程序文件规定的全部内容。

**C**.3 作业文件

**C**.3.1 作业文件是对某项作业或活动指定的具体规定或方法步骤，是对程序文件的补充和支持。建立作业文件对燃气企业是可选项，主要取决于燃气企业是以自主模式还是委托模式开展完整性管理的相关操作活动。委托外部单位开展的相关操作活动，可不制定作业规程。

**C**.3.2 燃气企业可能涉及到的作业文件包括但不限于：

1. 管道属性数据采集作业规程；
2. 资料数字化作业规程；
3. 地图数字化作业规程；
4. 风险评估方法作业规程；
5. 管道内检测作业规程；
6. 外腐蚀直接评价作业规程；
7. 内腐蚀评价作业规程；
8. 应力腐蚀开裂评价作业规程；
9. 防腐层综合性能评价作业规程；
10. 缺陷适用性评价作业规程；
11. 管道套筒修复作业规程；
12. 管道焊接修复作业规程；
13. 材料修复作业规程；
14. 管道公众警示作业规程；
15. 管道巡线到了养护作业规程；
16. 管道沿线第三方施工监督作业规程；
17. 埋地钢制管道阴极保护系统作业规程；
18. 管道日常维护作业规程；
19. 管道占压清理与预防作业规程；
20. 管道自然灾害评价作业规程；
21. 管道自然灾害防治作业规程。

**C**.4 技术标准

**C**.4.1 技术标准是程序或作业文件的支撑文件。技术标准体系包括但不限于以下方面的标准：

1. 管道完整性数据采集与更新；
2. 管道泄漏管理与风险评估；
3. 管道内检测；
4. 管道直接评价；
5. 开挖验证；
6. 适用性评价；
7. 埋地管道干线阴极保护；
8. 管道杂散电流干扰与防护；
9. 埋地管道外防腐层检测评价与修复；
10. 管道内腐蚀控制；
11. 铁路、公路与管道交互作用的处理；
12. 管道自然灾害防护；
13. 管道线路巡护；
14. 管道管体缺陷修复；
15. 管道地面标识管理；
16. 管道线路第三方施工监护；
17. 管道泄漏监测；
18. 管道线路动火作业。

**C**.4.2 燃气企业根据自身特点纳入其他方面的技术标准。针对停输报废管道，建立报废管道管理与处置方面的技术标准。针对服役时间较长的输气管道，建立应力腐蚀开裂和老化评估技术标准。

**C**.4.3 燃气企业宜以“集合标准”的方式建设标准体系。下列标准或技术成果纳入企业标准体系之中，并分层次进行管理。

1. 国际标准；
2. 国外先进技术法规和标准；
3. 国外先进燃气企业的内部标准；
4. 国家法律法规；
5. 地方标准；
6. 行业标准；
7. 企业内部标准；
8. 企业已有的管理及技术经验。

附 录 **D**  
（资料性）  
城镇燃气管道完整性管理体系审核流程

**D**.1 总则

城镇燃气管道完整性管理体系审核是体系运行过程中的一项重要管理性活动，通过制定文件化的程序，确保审核过程的系统性、一致性和可靠性。其核心作用是识别管理体系存在的问题和不足，发现改进的机会，推动管理体系的持续改进。

**D**.2 组织方式

**D**.2.1 燃气企业完整性管理体系审核由企业的最高管理者主持，对其体系的适用性及其执行情况进行系统、全面的评审。

**D**.2.2 燃气企业有计划地周期开展完整性管理体系审核工作，保证体系的持续改进，组织方式分为内部审核和外部审核。内部审核是外部审核的基础，外部审核是内部审核的补充。

**D**.2.3 燃气企业选择内部审核的条件为：

a） 目标为评价体系运行状况能否满足企业自身发展需要；

b） 核查体系是否按计划正确、有效地实施；

c） 审核体系运行存在的问题，并提出相应纠正和预防措施；

d） 审核准则侧重于企业完整性管理体系运行中的实际问题，有针对性和选择性地审核；

e） 审核人员由企业内具有质量管理体系内审员资质的人员构成。

**D**.2.4 燃气企业选择外部审核的条件为：

a） 目标为评价体系是否符合国家法律法规和标准规范要求，并进行认证；

b） 核查体系是否达到燃气管道完整性管理要求水平和预期目标；

c） 提供体系需要改进的方面，提升燃气企业行业竞争力；

d） 审核准则侧重于国家和行业对企业质量和安全保障能力的基本合规性要求，以集中抽样式为主；

e） 审核人员可由企业委托的具有体系审核资质的第三方认证机构执行，或行业主管部门组织的、具有质量或QHSE体系审核资格的外部审核专家构成审核组执行。

**D**.3 审核流程

燃气管道完整性管理体系审核可从以下六个方面实施：确定审核目标、审核策划、审核方案实施、开具不符合报告、形成审核报告和审核后续活动。

**D**.3.1 确立审核目标

明确审核需要达到的目标，并作为审核策划和实施的向导。审核方案目标与燃气管道完整性管理体系的方针和目标相一致。

审核目标具体包括：

a） 确定受审方管道完整性管理体系与审核准则的符合性；

b） 判断受审方管道完整性管理体系是否得到实施和有效；

c） 发现受审方管道完整性管理体系中可予改进的事项；

d） 管理评审是否能够确保管道完整性管理体系持续适用和有效。

**D**.3.2 审核策划

审核前进行周密策划，并制定详细的审核方案，明确一个特定时间的审核计划、频次、资源等，同时成立审核小组，编制审核检查表等。

a） 审核计划是对一项具体审核活动及安排的描述，是确定现场审核人员、日程安排、审核人员的分工及审核路线的文件。审核计划包括审核目的、审核性质、审核范围、审核准则等。

b） 在体系运行初期，审核频次可能较高，当体系正常运转后，频次可减少到正常所需的水平。审核频次可依据上次审核发现问题数量、复杂程度和重要性决定。

c） 识别审核所需资源时应当考虑：

（1） 计划、实施、管理和改进审核活动所必要的财务资源；

（2） 审核的技术和方法；

（3） 实现并保持审核人员能力及改进审核人员表现的过程；

（4） 获得适合审核实施的审核人员或技术专家；

（5） 路途时间、交通、食宿和其他审核所需的条件。

（4）审核小组由实施审核的一名或多名审核人员组成，需要时可由技术专家提供支持。

（5）设计审核检查表前收集和查阅与受审方有关的管理手册、职能分配表、组织机构图、审核计划、程序文件、作业文件、法律法规、标准和合同以及以往的检查记录等文件与资料，了解受审部门的主要职能，审核相关体系文件的符合性，检查相关文件的接口是否明确、协调。

**D**.3.3 审核方案实施

审核组与受审方管理层及相关部门召开首次会议，确定审核目的、范围、准则和方法。根据审核范围和复杂程度，对审核组内部以及审核组与受审方之间的沟通做出正式安排，以沟通审核过程中的各种信息。对受审方燃气管道完整性管理体系文件、记录等进行评审，并与相关人员进行面谈和交流，采用评分系统逐一审核，对照审核准则及审核证据形成审核结果。

审核方案的实施核查以下内容：

a） 与相关方沟通审核方案；

b） 审核及其他与方案有关活动的协调和日程安排；

c） 建立对审核人员及其持续专业发展的评价过程；

d） 审核组的选择；

e） 向审核组提供必要的资源；

f） 确保按审核方案进行审核；

g） 确保审核活动记录的控制；

h） 确保审核报告的批准，并分发给审核委托方和其他特定方；

i） 适用时，确保审核后续活动。

**D**.3.4 开具不符合报告

实施审核后，审核组对比分析审核记录和审核证据，将与审核准则不相符的事项列入不符合项。对于确定的不符合项，首先判定不符合的类型，开具不符合报告；其次，在末次会议召开前与受审方沟通，对不符合项的判定取得认可。

在判定不符合项时，遵循以下原则：

a） 必须以客观事实为基础；

b） 必须以审核准则为依据；

c） 分析不符合项的原因，找出管理上存在的问题；

d） 审核组内相互沟通，统一意见；

e） 与受审核方共同确认审核结果。

不符合报告的内容包括：

a） 受审核方名称；

b） 审核员姓名、审核日期；

c） 不符合项目描述；

d） 不符合依据及对应标准条款号；

e） 不符合性质的判定。

**D**.3.5 形成审核报告

审核结束后，审核组组长汇总审核组成员的审核记录和报告，对审核情况进行整合与分析，同时与上次审核的结果进行对比分析，衡量体系运行的有效性和符合性，最终得出可靠的、科学的审核结论，并按照组织相关程序规定的内容和格式编写审核报告，管理者代表审定后通知相关各方。完善保存好审核记录和报告，以便与下次审核进行对比。

审核组组长应当对审核报告的内容负责。审核报告的内容为审核计划中所明确的信息，审核报告提供完整、准确和清晰的审核记录，并包括以下内容：

a） 审核目的，每次审核目的可不同，但应与审核计划保持一致；

b） 审核范围，尤其是受审核的组织单元或活动，以及列入审核范围，但未覆盖到的区域；

c） 明确审核组组长和成员；

d） 受审核部门、单位和审核日期；

e） 审核准则；

f） 审核过程的简要介绍，包括所遇到的降低审核结论可靠性的不确定因素和障碍；

g） 审核发现，包括正反两方面的发现，不但要总结成绩，而且要指出问题，两者同样重要；

h） 审核结论，对受审方的综合评价，应公正、客观地对受审方的体系运行情况进行整体评价；

i） 如果审核目的有规定，应针对体系的改进提出建议；

j） 审核组和受审方之间没有解决的分歧意见；

k） 经协商的审核后续活动计划和对纠正措施完成时限的要求；

l） 审核报告附件。不符合报告和其他认为必要的审核结果相关的资料均可作为审核报告的附件，如关于内容保密的声明、不符合项报告、审核报告的分发清单等。

**D**.3.6 审核后续活动

审核管理部门组织人员对不符合项的纠正措施和预防措施的落实情况进行跟踪验证。跟踪验证结束时，对各部门纠正措施和预防措施的实施情况加以汇总分析，并将结果上报给最高管理者，作为管理评审的重要输入之一。此外，需根据具体审核结果确定再审核周期。

纠正和预防措施可能涉及的内容：

a） 文件的更改或补充；

b） 设计的更改；

c） 监测措施的改进；

d） 方法的改进；

e） 培训；

f） 设备、设施、工作条件的改进；

g） 资源补充；

h） 控制手段的加强；

i） 跟踪检查；

j） 检测调整等。

纠正和预防措施的跟踪验证按照以下程序进行：

a） 审核期间审核组和受审方确认不符合项；

b） 审核组向受审部门提交不符合报告，并提出纠正措施的要求和建议；

c） 受审方分析原因，提出纠正措施和预防措施计划，必要时，还须识别纠正和预防措施可能带来的风险，并制定相关的风险控制措施；

d） 受审方实施和完成纠正与预防措施，并向审核组报告；

e） 审核人员对纠正和预防措施完成情况进行验证，并对实施效果做出判断；

f） 审核人员验证过程应做好记录，并提交纠正和预防措施的跟踪验证报告。

附 录 **E**  
（规范性）  
城镇燃气管道完整性管理最低要求

**E**.1 总则

本附录针对气源单一、服务客户较少的输送天然气和液化石油气等小型燃气企业，规定了其开展完整性管理应达到的最低要求。本附录目的为协助小型燃气企业指定完整性管理计划，规范全国小型燃气企业的完整性管理做法，帮助企业管理人员识别其潜在的安全隐患，评估现有风险水平并采取相应措施，提升其完整性管理水平。

**E**.2 完整性管理体系最低要求

**E**.2.1 小型燃气企业应制定书面的完整性管理计划（DIMP）。

**E**.2.2 小型燃气企业管理和作业人员应熟悉其燃气输配系统，包括但不限于以下信息：位置、材料成分、管道尺寸、连接方法、施工方法、安装日期、敷设条件（如适用）、操作和设计压力、历史、运行经验、设备性能数据、运行系统条件，以及操作人员指出的对理解其系统非常重要的任何其他特征。这些信息可从系统地图、施工记录、工作管理系统、地理信息系统、腐蚀记录和相关了解该系统的人员获取。

**E**.3 完整性管理计划制定

**E**.3.1 数据采集与整合

小型燃气企业，在进行数据采集与整合等信息管理过程中，应掌握的信息最低要求如下：

a） 管道及附属设施名称、数量和投入使用的日期。

b） 管道及附属设施管理人员，包括管理员、维修维护人员以及执行本计划要求的人员。

c） 可利用的有效信息，在地图、图纸或草图上确定管道等设备设施的大致位置。

1） 更新地图、图纸或草图，以显示管道和设备的类型，如裸露管道、镀锌钢管、涂层钢管、PE塑料管、铸铁管、管线阀等；

2） 记录管道等设备设施新安装的位置、尺寸和类型；

3） 计划更新地图、图纸或草图，以便通过其他工作（如修复泄漏、挖掘以安装其他公用设施）获得有关系统位置的更好信息。

d） 确定安装日期、管道压力和燃气加臭情况。

e） 燃气设施的操作日志。

f） 日常维护缺陷和故障排查方法和相关信息记录。

g） 所有文件的列表、记录清单、设备设施更新计划等相关文件材料。

**E**.3.2 危害因素识别

检查并识别下列每种危害因素存在的相关问题，识别发现的危害因素（包括至少一项检查）将被视为燃气输配管道完整性管理计划中需要解决的重点问题。

表E.1 危害因素识别

|  |  |
| --- | --- |
| 危害因素类别 | 识别内容 |
| 腐蚀 | 1. 是否包括未防腐的金属管（如涂层损坏或无涂层的金属管，缺乏防腐保护）？ 2. 是否包括非金属管，但包括未防腐的金属配件或接头？ 3. 是否包含铸铁管或球墨铸铁管？ 4. 是否包括地上管道？ 5. 是否因设施腐蚀而发生过泄漏？如果是，管道还在使用吗？ |
| 自然破坏 | 1. 所属地上管道是否被用作接地点？请注意，地面燃气输配管道不应接地。 2. 部分结构是否容易受到冰雪滑动的影响，影响管道、仪表和调节装置等的安全？ 3. 由于当地天气或地质条件，管道及设施地上部分是否可能受到其他自然力的影响（如地震、洪水或水道冲刷、导致附近树木被连根拔起的严重洪水）？ 4. 埋地管道是否位于土体移动或沉降易发区域（如地震、滑坡、洪水引起的侵蚀）？ 5. 管道附近是否有被大风连根拔起的大树，如果发生这种情况，树根是否会与管道缠绕并损坏管道？ 6. 冻胀是否会影响埋地管道（如铸铁或球墨铸铁管道）？ 7. 是否位于比平时更容易发生野火的区域？ 8. 是否有自然力导致的泄漏？ |
| 开挖损坏 | 1. 部分埋地管道是否敷设在无法控制或易发生第三方损坏区域？ 2. 是否存在开挖损伤历史案例？ |
| 其它外力破坏 | 1. 地上管线是否位于可能受到车辆或其他预期活动损坏的区域？ 2. 是否有故意破坏燃气管道的历史案例？ 3. 是否因车辆损坏、故意破坏、火灾或爆炸而发生泄漏？ |
| 材料或焊缝 | 1. 管道或元件制造商是否因材料缺陷与您联系？ 2. 是否与燃气供应商联系，了解燃气质量以及其它污染物对管道设施的影响？ 3. 是否存在因材料或焊接缺陷导致的泄漏，如管道本体或焊缝开裂或断裂？ |
| 附属设施 | 1. 是否包括除阀门、仪表和调节装置以外的任何设备？ 2. 是否发生过因管道防腐层破损、联轴器或阀门缝隙腐蚀泄漏事件？ 3. 阀门、仪表或调节装置故障是否可能导致泄漏？ 4. 是否因密封件或垫片泄漏而出现故障？ 5. 除阀门外，是否需要操作员调整任何设备？ 6. 是否因工艺缺陷而出现故障？ 7. 在系统上执行操作、维护和检查任务的人员是否有资格执行相应的任务？ |
| 其它 | 是否存在上述未提及的可能导致管道泄漏的其它问题？ |

**E**.3.3 风险评估与排序

**E**.3.3.1 失效可能性

燃气输配管道的泄漏和事故数据可用于分析发生同类失效的可能性。根据每类危害因素引发的泄漏失效次数，进行危害因素排序。如果管道没有出现任何可归因于特定原因的泄漏，请保持排名不变。任何未发生泄漏的类别归为潜在危害因素。当发生重大变化时，应重新分析排序。

a） 开挖破坏

b） 腐蚀

c） 自然力

d） 材料或焊缝

e） 其他外力损伤

f） 误操作

g） 设备失效

h） 其他问题

**E**.3.3.2 失效后果

如果燃气管道及设施周围环境为人数固定、分布均匀的建构筑物（如住宅区，不包含学校），可将危害因素排序作为风险列表排序，将列表按风险高低分成大致相等的3组，第1组代表高风险，第2组代表中风险，第3组代表低风险。

如果燃气管道及设施周围环境为人口聚集、难以疏散的区域（如商业建筑、养老中心、学校等），可将管道分为高后果和低后果两个区域，并在地图、图纸或草图上确定相关区域。

考虑下列危害因素排序和分组的合理性，并进行调整。

a） 除阀门、仪表和调节装置外，在高后果区域可能有其他设备，但在低后果区域可能没有。此时，低后果区域将不存在设备失效危害；

b） 在较高后果区域有钢管，但在低后果区域没有钢管。腐蚀危害因素将存在于高后果区域；

c） 如果涉及多个不同特征的区域，可对每个区域的特定危害进行排序。

根据可用数据和实际情况，进行风险分组和排序。由于任何未发生泄漏的危害因素都应被视为潜在风险，因此应保留在风险等级中。例如，如下风险排序示例。

表E.2 风险排序示例

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 风险分组 | 危害因素 | 后果区域等级 | 风险排序 |
| 第1组 | 开挖破坏 | 高后果区和低后果区 | 高 |
| 腐蚀 | 高后果区 | 高 |
| 自然力 | 高后果区 | 高 |
| 材料或焊缝 | 高后果区 | 高 |
| 第2组 | 腐蚀 | 低后果区 | 中 |
| 其他外力损伤 | 高后果区 | 中 |
| 自然力 | 低后果区 | 中 |
| 设备失效 | 高后果区 | 中 |
| 误操作 | 高后果区 | 中 |
| 第3组 | 材料或焊缝 | 低后果区 | 低 |
| 其他外力 | 低后果区 | 低 |
| 设备失效 | 低后果区 | 低 |
| 误操作 | 低后果区 | 低 |

**E**.3.4 风险减缓措施

根据风险类型和等级，采取有效的风险减缓措施，确保风险防控到位。对于燃气管道及设施区域的每组风险，对应采取的措施类型和日期应记录在案。

a）以监控和加强巡查为主

1. 定期巡查存在开挖破坏问题的燃气管道，寻找损坏迹象并泄漏检测。
2. 定期巡查管道，并检查是否存在可能的挖掘迹象。
3. 加强对频繁泄漏区域的监测。

b） 腐蚀

1. 对于无防腐层和阴极保护、且腐蚀速率较高的金属管道进行改造，增加防腐层和阴极保护；
2. 对于有防腐层和阴极保护，腐蚀较为严重的金属管道应开展腐蚀活性区域调查，如地铁或高压线引起的管道杂散电流腐蚀，应查明腐蚀根源，并开展针对性的排流和腐蚀监控措施；
3. 对于局部管道腐蚀严重，且泄漏频率较高，则进行更换处理；
4. 对于暂未查明腐蚀根源的管道，应开展阴极保护监测、排流检查、地上管道排查和泄漏调查等措施，增加该区域燃气管道的泄漏检测频率。

c） 自然力

1. 加强巡检和季节性专项检查，尤其是洪水、滑坡、塌陷、台风等自然灾害；
2. 对于自然灾害频发区域，采取位移、应力等监测手段或增设防护堤，减小或消除灾害威胁。

d） 开挖破坏

1. 对于开挖破坏较为严重的部分区域，可修建物理隔离通道；
2. 对于施工活动频繁，且施工单位明确的区域，可制定联合防控计划，与施工活动方建立沟通计划、提前定位燃气管道位置、加密地上标志桩、并在施工过程中进行全过程监控等形式降低开挖破坏。

e） 其他外力损伤

1. 在可能损伤管道区域增加管道位置标志或特殊颜色标识；
2. 视情况增设车辆防撞护栏；
3. 加强宣传教育，减少故意人为破坏燃气管道的行为。

f） 材料或焊缝

1. 逐步有计划更换铸铁或球墨铸铁管，尤其20年以上的老旧管道；
2. 根据泄漏统计，更换老化或易碎的PE管或其它不适用的老旧燃气服务设施；
3. 执行来自管道/管件制造商提供的材料缺陷相关处理建议中的措施；
4. 因开挖等原因导致燃气管道或配件失效，尽可能更换该段管道或配件，无法更换时应采取有效措施进行修复。

g） 设备失效

1. 更换燃气管道及设施中多次故障或正在发生故障的相关组件；
2. 需要维护的涂料/填缝料/包装组件。

h） 误操作

1. 燃气企业加强操作人员的培训和资格认证；
2. 在对燃气设施操作时，应有安全监管人员，操作人员应提前了解燃气设施的相关功能和预防措施，防止误操作。

此外，燃气企业应执行相关监管机构在咨询公告或其他沟通工具中建议的针对性风险防控措施。

**E**.3.5 评估与持续改进

**E**.3.5.1 针对不同风险等级的燃气管道危害因素，在完成降风险措施后，应定期跟踪或评估风险控制措施的有效性。

**E**.3.5.2 应按完整性管理要求，定期审核评估完整性管理体系和计划，并进行及时的更新改进。当管道工艺发生变化或运行环境发生重大变化时，应重新开展危害因素识别和风险排序，积极引进和采用新的降风险措施，以确保所有危害因素得到风险控制。

**E**.3.5.3 对消除或修复后的泄漏点，应做好详细记录，并定期抽查部分修复点，核实是否存在再次泄漏的风险，排查相邻区域是否存在类似的泄漏可能性，并应定期对泄漏点和泄漏原因进行系统分析。在燃气管道及设施运行维护期间，应做好管道/部件的材料、型号和更换记录，定期更新燃气管道信息系统或设备设施标记图表。

**E**.3.6 记录与报告

**E**.3.6.1 燃气企业完整性管理相关文件应做好记录保存，至少10年，并至少每5年应进行一次文件审查。

**E**.3.6.2 应做好燃气管道相关记录文件的管理，尤其是日常维修维护、更换、泄漏/开挖破坏等失效数据记录，并定期开展统计分析。

**E**.3.6.3 燃气企业应保存好管道年度检查、泄漏失效及原因分析、修复、更换等重要的运行维护报告，如果发生事故，应及时形成事故报告，并根据要求提供给监管机构。

附 录 **F**  
（资料性）  
建设期燃气管道完整性管理

**F**.1 建设期完整性管理流程

燃气企业加强建设期管道完整性管理，提升新建管道本质安全，减少由于选材不当、制造缺陷、施工安装质量不规范导致管道风险隐患。建设期的完整性管理的核心是质量控制，包含设计选材、产品制造、监造、到场检验、施工安装于验收五个关键环节，实现燃气管道基于质量控制的完整性管理，为投产运行服役安全奠定基础，减少后期检测，维修维护。建设期完整性管理流程如图F.1所示。

1 设计选材

3 监造

4 到场检验

2 产品制造

5 施工安装与验收

图F.1 建设期燃气管道完整性管理流程

**F**.2 设计选材

**F**.2.1 在燃气管道建设立项后，由具有设计资质的单位开展设计工作，包括设计选标、设计监理和设计审查等。

**F**.2.2 不同压力级别的燃气管道设计应符合GB 50028 的要求。

**F**.2.3 燃气管道的路由优选

a） 依据管道途经区域的重点区域识别的分析结果，进行管道路由的优选。

b） 结合环境影响评价和安全性预评价结果，通过技术经济分析，优选管道路由。

c） 考虑施工可能对周围环境造成的挠动和破坏，从而使管道工程发生衍生灾害，所采取的预防措施情况，通过技术经济分析，进行管道路由的优选。

d） 考虑管道所在城市建设的发展规划，进行管道路由的优选。

**F**.2.4 燃气管道的防护措施

a） 分析类似管道发生的事故及存在的缺陷，并在设计中采取必要的技术措施。

b） 识别出管线路由地区安全等级、管道沿线的重点区域和可能发生的危害，有针对性地进行相关防护措施的设计。

c） 对于识别出的重点区域管段，进行危害因素分析，针对不同的危害因素，依据相关的涉及标准，设计出相关的技术措施。

d） 对存在风险的重点管道或管段，除了设计安全技术措施外，根据需要，可增加监测、检测和后果控制等设施。

e） 考虑由于施工对周围环境造成的挠动和破坏，设计并采取有效的预防措施，避免管道工程衍生灾害的发生。

f） 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等因素，设计有效的预防技术措施。

**F**.2.5 管道性能受温度及压力影响较为明显，综合考虑后期服役温度和压力变化，选材时进行裕量设计。

**F**.2.6 非金属管道充分考虑气体渗透对服役性能的影响，优先选用耐气体阻隔性能较好的基体材料。

**F**.3 产品制造

**F**.3.1 制造商建立文件化的质量管理体系。

**F**.3.2 管道和管件的制造过程建立并遵守文件化程序，以保证所有管道和管件的标识可追溯至相应的原材料、试压批和试验结果。

**F**.3.3 对管道和管件制造过程中进行的最终操作进行工序确认。

**F**.3.4 管道和管件的性能满足GB 50028 中不同压力级别管材依据标准的要求。

**F**.3.5 制造商按下述要求进行生产过程控制试验，以保证产品性能的可靠性：

a） 制造工艺发生变化时；

b） 出现重大质量问题时；

c） 产品停产半年以上恢复生产时；

d） 出厂检验结果与上次型式检验结果有较大差异时。

**F**.3.6 管道和管件的检查、验收由制造商质量技术监督部门进行，检验合格，并附有合格证，方可出厂。

**F**.4 监造

**F**.4.1 产品制造过程中宜通过具有资质的单位采取驻厂监造方式进行产品质量控制。

**F**.4.2 监造单位应按照GB/T 19001或GB/T 27020的要求建立并保持管理体系，确保设备监理服务及其结果符合相关标准规范合同及自我声明的要求，保证监理服务的公正性和一致性。

**F**.4.3 监造人员能力满足专业知识和技能要求，主要包括专业资格、教育经历、培训经历、工作经验等要素。

**F**.4.4 监造使用的相关设备满足管道和管件制造过程的检验监理要求。

**F**.4.5 对以下产品制造关键过程实施监理活动：

a） 对重要的原材料、外购件、外协件进行检查；

b） 对关键的制造工序和特殊过程进行监督；

c） 对重要的检验、试验活动进行见证；

d） 对制造不合格输出的控制进行监督。

**F**.5 到场检验

**F**.5.1 到场检验开展资料审查、实物查验和产品性能抽检。

**F**.5.2 资料审查时，查验到货燃气管道、管件和配套材料的合格证、使用说明书、监造报告、合同约定的出厂质检报告等质量证明文件和技术文件是否齐全。

**F**.5.3 实物查验

a） 规格种类：对管道和管件的公称压力、公称直径、实际内径、厂方声明最高使用温度、接头的材质等规格要求。

b） 数量批次：核对管道、管件数量和批次，应与订货合同、合格证和质量证明文件一致，非金属管、管件、密封垫等到货日期和制造日期间隔不超过1年。

c） 保护装置：核查管道和管件保护装置是否完好，对于含有内、外螺纹的管道，螺纹保护器应保护螺纹和管道端部免受损坏。

d） 质量初检：对到场的管道及管件逐根、逐件进行外观、规格等质量初检，不合格者不得使用。

**F**.5.4 产品性能抽检

对到场的管道和管件进行产品性能抽检，抽检数量和试验内容由供需双方商定，性能满足制造标准要求。

**F**.6 施工安装与验收

**F**.6.1 管道及附件的施工安装和验收符合CJJ 33的规定。

**F**.6.2 施工单位与设计部门进行施工交底，结合现场勘察，编制施工组织设计和施工方案，制定技术和质量保证措施或专门的质量计划并报项目组织实施单位批准。当发现设计中存在的问题时，及时向设计部门提出变更设计的要求。

**F**.6.3 对施工安装过程进行风险识别，识别出在施工安装过程中所采用的方法、设备对今后管道运行可能产生的风险或威胁，并提出相应预案。

**F**.6.4 施工机械确保均处于合格、正常状态。

**F**.6.5 施工单位按设计图和设计要求的规定进行施工安装，不得擅自修改；需要变更时，以“设计变更单”、“设计联络单”的形式体现，按程序报批和审查批准后实施。

**F**.6.6 隐蔽工程施工安装前提前进行中间验收，发现问题及时处理，并填写隐蔽工程验收记录。

**F**.6.7 施工阶段加强施工工序质量控制，搞好施工现场管理和环境保护。

**F**.6.8 应有齐全、准确的原始施工安装、监理、检验记录资料。

附 录 **G**  
（资料性）  
数据采集、整合与管理清单

**G**.1 一般要求

**G**.1.1 燃气输配管道数据采集与整合有利于数据管理，根据企业制定的数据管理标准，设计数据采集清单，并实施数据采集工作。

**G**.1.2 燃气输配管道与附属设施采用分类采集管理模式，如埋地管道、穿越管道、跨越管道（桥管、架空管）、阀门（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。

**G**.1.3 燃气输配管道与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。

**G**.1.4 燃气输配管道与附属设施采集数据客观、真实、准确，产生于业务最前端，数据源具有唯一性，相关属性数据来源要求如下：

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。

**G**.1.5 管件的数据采集科目适用于燃气输配管道建设期安装施工阶段。

**G**.2 燃气管道和附属设施分类分级与编码

**G**.2.1 燃气输配管道与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（阀门（阀井）、调压站（含调压箱）、阴极保护装置、凝水缸）。

**G**.2.2 燃气输配管道与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。

**G**.3 燃气管道和附属设施数据采集科目

**G**.3.1 通用属性

管道和附属设施通用属性见表G.1。

表G.1 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 | 阀门 | 调压装置 | 凝水缸 | 阴极保护装置 |
| 基本属性 | 1.1设施名称 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 1.2设施编号 | 专有编号 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 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 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 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 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 2.11投运日期 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 2.12是否通气 | 是、否 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 2.13状态 | 正常、停用、弃置 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 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 |  | \* | \* | \* | \* | \* | \* | × |
| 3.7外防腐层 |  | √ | √ | √ | √ | \* | \* | × |
| 3.8口径 |  | √ | √ | √ | √ | × | √ | √ |
| 3.9壁厚 | 钢管：3mm、4mm… | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| PE管：SDR26、… | √ | √ | × | × | × | × | × |
| 3.10阴极保护 | 有、无 | √ | × | × | × | × | × | × |
| 3.11接口形式 |  | √ | √ | \* | × | × | × | × |
| 位置属性 | 4.1所属企业 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.2所属站点 |  | \* | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 4.3所属营业所 |  | \* | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 4.4所属行政区 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.5所属街道 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.6所属标段 |  | × | × | × | × | × | × | × |
| 4.7图幅编号 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.8图册编号 |  | \* | \* | \* | \* | \* | \* | \* |
| 4.9 HANDLE号 |  | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.10路名 |  | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 4.11路段 |  | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 4.12河道名称 |  | × | √ | √ | × | × | × | × |
| 4.13桥名 |  | × | × | √ | × | × | × | × |
| 4.14小区单位名称 |  | × | × | × | × | √ | × | × |
| 4.15地址 |  | \* | \* | \* | \* | √ | \* | \* |
| 4.16所处位置 | 道路、街坊 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.17穿越位置 | 河道、楼房 | × | √ | × | × | × | × | × |
| 4.18埋设位置 | 绿化、人行、车道 | \* | \* | × | \* | × | \* | \* |
| 4.19埋设深度 |  | × | × | × | √ | × | \* | × |
| 4.20坐标X |  | × | × | × | √ | √ | √ | √ |
| 4.21坐标Y |  | × | × | × | √ | √ | √ | √ |
| 4.22坐标Z |  | × | × | × | √ | × | √ | × |
| 4.23管顶高程 |  | × | × | × | × | × | × | × |
| 4.24坐标来源 | 物探、跟测、复测 | \* | \* | \* | √ | √ | √ | √ |
| 4.25周边轨道交通 | 有、无 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 4.26用户数 |  | × | × | × | × | \* | × | × |
| 4.27开户数 |  | × | × | × | × | \* | × | × |
| 4.28相连调压器 |  | × | × | × | × | × | × | × |
| 长度属性 | 5.1长度 |  | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 5.2 SHAPE.LEN | 系统自动生成 | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 压力属性 | 6.1压力等级 | GB 50028、GB55009 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 6.2设计压力 |  | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 6.3运行压力 |  | √ | √ | √ | × | × | × | × |
| 注：“√”表示应采集、“\*”表示宜采集、“×”表示不采集。 | | | | | | | | | |

**G**.3.2 专项属性

管道和附属设施专项属性见表G.2。

表G.2 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 | 阀门 | 调压装置 | 水井 | 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  阀门 | 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、卧室 | × | × | × | √ | × | × | × |
| 7.6.5阀井类型 | 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 |  | × | × | × | \* | × | × | × |
| 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 | 2KPa、2.3KPa… | × | × | × | × | √ | × | × |
| 7.7.8进口管径 |  | × | × | × | × | √ | × | × |
| 7.7.9出口管径 |  | × | × | × | × | √ | × | × |
| 7.7.10流量 | 50m3/h、75 m3/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 | × | × | × | × | √ | × | × |
| 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、“×”表示不采集。 | | | | | | | | | |

**G**.3.3 状态属性

管道和附属设施状态属性见表G.3。

表G.3 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 | 需描述管道类型以及泄漏发生的相关部位   1. 无泄漏 2. 室外地面燃气浓度 3. 阀井内燃气浓度 4. 非燃气管沟（无人居住建构筑物内）燃气浓度 5. 有人居住建物内燃气浓度 6. 水面冒泡、植被枯萎 7. 燃气喷涌而出，大量泄漏 8. 燃气泄漏并有爆炸或燃烧 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 8.2占压 | 1. 无占压 2. 建构筑物固定占压 3. 深根植物占压 4. 车辆等临时占压 5. 其他占压 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 8.3腐蚀 | 需描述管道类型以及腐蚀发生的相关部位   1. 无腐蚀 2. 防腐层破损 3. 油漆剥落等一般锈蚀 4. 严重锈蚀 | √ | √ | √ | √ | √ | × | √ |
| 8.4异常变形 | 1. 无异常变形 2. 土体塌陷、滑坡、下沉等现象 3. 管道裸露变形 4. 管件异常拉伸、弯曲变形 5. 测试桩/井倾斜、沉降、变形 | √ | √ | √ | × | √ | × | √ |
| 8.5外来施工影响 | 1. 无外来施工影响 2. 爆破 3. 取土 4. 沟槽、基坑、打桩等施工 5. 堆积、焚烧垃圾 6. 河流穿越管道清淤、淘沙、抛锚 7. 其他 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 8.6功能异常 | 1. 功能正常 2. 阀门无法启闭 3. 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 4. 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 | 1. 一致 2. 基础属性错误 3. 状态属性错误 4. 其他错误 | √ | √ | √ | √ | √ | √ | √ |
| 8.8其他 | 1. 正常 2. 标志损坏 3. 管道表面划伤 4. PE管暴露空气中 5. PE管与热力管道间距过近 6. 防护设施损坏 7. 阀门井盖丢失、井内对接杂物等 8. 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、“×”表示不采集。 | | | | | | | | | |

**G**.3.4 管理属性

管道和附属设施管理属性见表G.4。

表G.4 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 | 阀门 | 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、“×”表示不采集。 | | | | | | | | | |

**G**.4 管件采集科目

管件属性见表G.5。

表G.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 | 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… | √ | √ |
| 所属设施编号 | | 专有编号 | √ | × |
| 所属设施代码 | | 燃气统一编号 | × | × |
| 标识码 | | 数字化时唯一编号 | √ | √ |
| 出厂编号 | |  | √ | × |
| 气源类型 | | 天然气、液化气、人工煤气 | √ | √ |
| 投资类型 | | 自投、政府、用户 | √ | √ |
| 设计年限 | | 10年、20年、30年、40年、50年 | √ | √ |
| 2.工程属性 | 工程编号 | |  | \* | \* |
| 施工单位 | |  | \* | \* |
| 施工负责人 | |  | \* | \* |
| 监理单位 | |  | \* | \* |
| 设计单位 | |  | \* | \* |
| 验收人员 | |  | \* | \* |
| 测绘单位 | |  | \* | \* |
| 测绘人员 | |  | \* | \* |
| 埋设时间 | |  | √ | √ |
| 投运日期 | |  | √ | √ |
| 是否通气 | | 是、否 | √ | √ |
| 3.材质属性 | 厂商 | |  | \* | × |
| 出厂日期 | |  | \* | × |
| 口径 | |  | √ | × |
| 接口形式 | | 钢管管件：焊接、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 | 所属分企业 |  | | √ | √ |
| 所属站点 |  | | \* | \* |
| 所属营业所 |  | | \* | \* |
| 所属行政区 |  | | √ | √ |
| 所属街道 |  | | \* | \* |
| 图幅编号 |  | | √ | √ |
| 图册编号 |  | | \* | \* |
| HANDLE号 |  | | √ | √ |
| 路名 |  | | \* | \* |
| 路段 |  | | \* | \* |
| 小区或单位名称 |  | | × | × |
| 地址 |  | | \* | \* |
| 所处位置 | 道路、街坊 | | √ | √ |
| 埋设位置 | 绿化、人行道、快车道、慢车道 | | \* | \* |
| 埋设深度 |  | | \* | \* |
| 坐标X |  | | √ | √ |
| 坐标Y |  | | √ | √ |
| 坐标来源 | 物探、测绘 | | √ | √ |
| 周边有无轨道交通 | 有、无 | | √ | √ |
| 5.压力属性 | 压力级制 | GB 50028 | | √ | × |
| 计量表类型 | 涡轮、膜式 | | \* | × |
| 计量表规格 | G400,G100,G16 | | \* | × |
| 类别 | 工业、营业 | | \* | × |
| 数据采集方式 | 现场、远程 | | \* | × |
| 注：“√”表示应采集、“\*”表示宜采集、“×”表示不采集。 | | | | | |

附 录 **H**  
（规范性）  
城镇燃气管道重点区域识别准则

**H**.1 1.6MPa以上高压燃气管道重点区域识别准则

1.6MPa以上高压燃气管道重点区域识别与分级见表H.1。

表H.1 1.6MPa以上高压燃气管道重点区域识别分级表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 管道类型 | 识别项 | 分级 |
| 高压燃气管道 | a）管道经过的四级地区，地区等级按照GB 50028中相关规定执行。  b）管道最小保护范围内有加油站、油库等易燃易爆场所。  c）管道穿越人员活动频繁、且容易燃气聚集的地下空间。 | Ⅲ级 |
| d）管道经过的三级地区。  e）管道50m控制范围内有加油站、油库等易燃易爆场所。  f）管道穿越不满足Ⅲ级的其他类型地下空间。  g）根据GB 55009中5.1.8的要求，在管道最小保护范围内从事危及管道安全的活动。 | Ⅱ级 |
| h）管道经过的二级地区。  i）位于管道最小保护范围内，且有人员居住的建（构）筑物区域。  j）根据GB 55009中5.1.8的要求，在管道最小控制范围（5.0m~50.0m）内从事危及管道安全的活动。 | Ⅰ级 |
| 注：1. 压力大于1.6MPa的燃气管道，地区等级按照GB 50028中相关规定执行。  2. 管道最小保护和控制范围应符合GB 55009的相关规定。  3. 重点区域分为三级，Ⅰ级表示最小的严重程度，Ⅲ级表示最大的严重程度。 | | |

**H**.2 1.6MPa以下燃气管道重点区域识别准则

1.6MPa以下燃气管道重点区域识别与分级见表H.2。

表H.2 1.6MPa以下燃气管道重点区域识别分级表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 管道类型 | 识别项 | 分级 |
| 次高压及以下燃气管道 | a）管道敷设在公众聚集的大型建（构）筑物下面。  b）管道途径公众聚集场所中容易燃气聚集的地下空间。  c）根据GB 55009中5.1.8的要求，在管道最小保护范围内从事危及管道安全的活动。 | Ⅲ级 |
| d）管道最小控制范围内有公众聚集场所。  e）管道最小控制范围内有加油站、油库等易燃易爆场所。  f）管道穿越不满足Ⅲ级的其他类型地下空间。 | Ⅱ级 |
| g）根据GB 55009中5.1.8的要求，在管道最小控制范围内从事危及管道安全的活动。  h）与其它铁路、公路等建（构）筑物、相邻管道间距不满足GB55009和GB50028要求的管段。  i）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 |
| 注：1. 压力不大于1.6MPa的次高压、中压和低压燃气管道，巡线人员可快速定性识别高后果区段。  2. 管道最小保护和控制范围应符合GB 55009的相关规定。  3. 等级为三级，Ⅰ级表示最小的严重程度，Ⅲ级表示最大的严重程度。 | | |

**H**.3 重点区域识别记录表

燃气管道重点区域识别记录见表H.3。

表H.3 燃气管道重点区域识别记录表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 类型 |  | | 名称 |  |
| 位置 | XX区XX路XXX | | 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 |  |

**H**.4 重点区域识别清单

燃气管道重点区域识别清单见表H.4。

表H.4 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 |
| 1 | 高压管道 |  |  |  | 具体类型、长度、 |  |  |  |  |  | 已消除 |  | 2022/4/24 |
| 2 | 次高压及以下管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 将为Ⅱ级 | 监控 | 2021/12/1 |
| 3 | 附属设施 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 | 隐患 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

附 录 **I**  
（资料性）  
城镇燃气管道风险评估方法

**I**.1 风险评估方法

按照评估结果的量化程度，风险评估方法分为定性、半定量和定量三种。定性风险评估是用分级的方法对管道失效可能性和失效后果进行估计，常用的评估方法有安全检查表和专家打分法等；半定量风险评估是指采用一个相对数值来表示管道失效可能性和失效后果大小的评估方法，常用的评估方法有风险矩阵法和指标体系法等；定量风险评估是在统计数据的基础上对事故的可能性和后果进行量化分析的方法，常用的评估方法有场景模型分析法和概率评估法等。

风险评估方法需要具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。

**I**.1.1 模型选择

定性和相对评估/指数模型的结果相对简单，并非基于统一的单位，或与故障频率、概率或预期损失等输出成比例。如果用于降风险措施效果比较或效益成本分析时，需要增加额外的数据和分析评估，才能有效支持风险决策。

实践中，使用定性和相对评估/指数模型最适合小型、不太复杂的管道系统，在这些系统中，可通过更改模型输入来合理理解预防和缓解措施对风险的影响。这些系统的特点是地理范围有限，里程较低；系统配置简单；整个系统有统一的风险因素；受影响的区域范围有限，性质相似；以及单一、小型的运营组织。

定量评估模型适用于所有决策类型，其算法和输出使用一致的单位对总体风险进行定量估计，可用于评估风险降低措施实施前后的风险。由于定量模型代表了模型输入的物理和逻辑关系，因此可通过改变输入来定义备选方案，并比较每个备选方案的风险降低效果。管道沿线不同位置的可选风险降低措施可通过使用一致输入单位的定量估计进行比较。量化的风险降低效益可与实施成本数据相结合，以进行效益成本分析，进一步加强决策。

概率评估模型被认为是支持所有决策类型的最佳实践。概率模型具有通过概率分布表示模型输入中的不确定性（即真实性）的附加特性，以及由此产生的为模型输出生成分布的能力。这使得不确定性的系统化表示和决策的独特风险洞察成为其他模型类型所不允许的。当使用与相对模型相同的数据时，概率模型的概率分布输出会告知操作员可能结果的范围，而不管数据质量如何，这使得决策更加一致。

定量模型或概率模型应用的一个例子是整合完整性评估结果和相关缺陷发现及修复。在这些模型中，可使用不同的完整性评估间隔来估计失效概率和总体风险。然后，可使用结果定义与操作员风险承受能力一致的最佳完整性评估间隔。概率模型具有预测失效概率不确定性的能力，对于识别完整性评估间隔尤其有效。此外，由于工具误差和其他风险模型输入（如腐蚀增长率、开挖损坏统计数据和设备可靠性）而产生的不确定性可由输入概率分布表示，输入概率分布可通过风险模型和其他输入传播，以提供更准确描述风险的失效概率输出分布。

**I**.1.2 风险评估模型选择不确定性和关键输入参数

风险模型输入的变化会影响结果，不同的参数对结果有不同的影响。因此，重点分析模型输入参数的不确定性对风险结果的影响。对于定量模型，输入参数可用值的范围表示，并且可计算改变每个输入对输出的影响。对于概率模型，模型输入的不确定性可用概率分布表示。风险结果不确定分析重点是审查输入值不确定性对结果的影响，以确定需要获取哪些额外信息来减少相应的不确定性。分析对输出结果影响最大的输入参数，也称“风险驱动因素”，并提出针对性预防或缓解措施。

**I**.1.3 风险结果有效性

风险模型开发需要定期审查风险评估结果并验证模型输入和输出数据，以确保管道风险的质量和最准确的表示。

模型输入的验证包括：

* + - 1. 模型输入根据现有数据/运营历史和专家估计进行验证，包括可能性和后果分析的输入。
      2. 模型输入应能反应管道每个位置的最准确可用信息，由经过培训的合格人员进行审查和更新。
      3. 后果变量，如故障模式、响应时间、影响分散的条件和受体的位置，需要涵盖各种可能性，以确保结果的代表性选择，特别是要确定高后果结果，并可选择用于风险降低活动的应用。
      4. 检查用于计算风险的模型和算法结构，以确保风险输入的关系得到适当表示。模型中详细说明的结构、分析功能、分析内容和计算结果由经过适当培训的合格人员持续审查和更新。

模型输出的验证包括：

1. 模型输出根据专家审查进行验证。审查包括燃气企业的专用知识，以确保结果适用于燃气企业。模型和风险驱动因素预测的最高频率风险源应与适用的历史数据一致。
2. 结果与故障历史数据一致。如果所分析管道或类似管道的运行历史包括模型未捕获的故障或后果，则考虑对模型的更改，以包括与此类历史事件相关的因素。
3. 如果模型结果与中小企业预期或经营历史有很大差异，则检查所涉及的模型和输入值，并分析确定差异的来源。该差异可能要求对模型进行数据修正或修改，以准确表示风险。风险模型结果也可能产生与中小企业预期不一致的新见解，因此运营商对风险重要特征的理解以及模型产生的内容可能存在差异。这些对风险驱动因素的新见解是风险模型的一个宝贵优势。

**I**.2 数据收集

**I**.2.1 操作员记录是风险模型输入数据的主要来源。操作员从日常操作、维护和检查活动中收集数据。操作员确保其数据采集表收集到风险模型所需要的数据。负责填写数据采集表格的施工、操作、维护和检查人员应接受培训，了解填写表格所需的数据质量和完整性。

**I**.2.2 评估人员了解风险模型数据集的总体特征，并采取措施确保所需的数据质量，包括数据完整性和数据不确定性，并持续改进。

**I**.2.3 燃气企业定期采取措施提高数据质量和完整性，但风险模型输入应代表每个管段风险因素的最佳当前可用信息，尽可能利用管段特定数据和位置特定数据来开发风险模型输入。

**I**.2.4 根据风险评估和地理信息系统过程中的数据需求，持续检查现场数据采集表，以确保以预期的格式和质量收集所需的数据。

**I**.3 危害因素识别

**I**.3.1 危害因素识别以充分发掘当前燃气管道真实存在的潜在危险为目的，可用于确定燃气管道的失效可能性和后果严重性。危害因素识别方法为资料查阅和现场调查。通过分析企业运营维护、日常检查和定期检验记录中的信息，包括但不限于以下内容：巡查、专项调查、腐蚀控制等记录，以及泄漏和事故数据，了解燃气管道特有的威胁和风险。

**I**.3.2 危害燃气管道和附属设施完整性的潜在危险主要为开挖破坏、腐蚀、材料或焊缝缺陷、自然力破坏、其他外力损伤、误操作、设备失效、其他危险等八大类。根据危害因素特征和形成阶段，细分如下四种：

a） 固有危险，如制造与安装、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险，如内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀、杂散电流腐蚀等；

c） 运行过程中与时间无关的危险，如第三方损坏、外力破坏、误操作、设备故障或失效、埋深不足、三桩一牌缺失、管道位置不清等；

d） 其他危害管道安全的潜在危险。

**I**.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：

a） 占压；

b） 管道与周边设施安全距离不足；

c） 地区等级升级导致不满足设计要求；

d） 周边环境对管道日常管理和抢维修的影响；

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和功能缺失；

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。

**I**.3.3 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、后果等影响最大的主导性危害因素。

**I**.3.4 危害因素识别过程中，分析不同潜在危害因素的关联关系和交互作用。单独分析风险较低的危害因素可能与其他因素相互作用时，产生重大风险。表I.1分析了各种危害因素之间的交互作用可能性，其中，“1”代表存在交互作用。

**I**.3.5 可根据燃气管道资产分类和危害因素类型，进行逐一辨识，见表I.3。

表I.1 危害因素交互作用分析矩阵

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | 与时间相关危险 | | | 固有危险 | | | | | | | | | 与时间无关危险 | | | | | | | |
| EC | IC | SCC | MFR | | CON | | | EQ | | | | IO | TPD | | | WROF | | | |
| EC | IC | SCC | DP | DPS | DFW | DGW | CD | MCRE | TSBPC | GF | SPPF | IO | TP | PDP | V | EM | HRF | LIGHT | CW |
|  | EC | EC |  |  | 1 | 1 | 1 |  | 1 | 11 | 1 | 13 | 1 |  | 1 | 1 | 1 |  | 1 | 1 |  | 1 |
| IC | IC |  |  |  | 1 | 1 |  | 1 |  | 1 |  | 1 |  | 1 |  | 1 |  |  |  |  |  |
| SCC | SCC |  |  |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 14 | 1 |  |  |  | 1 |  | 1 |  | 1 | 1 |  |  |
|  | MFR | DP |  |  |  |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 12 |  |  |  |  | 17 | 17 | 17 |  |  |  |  |
| DPS |  |  |  |  |  |  |  | 15 | 12 |  |  |  | 16 | 17 | 17 | 17 | 1 |  |  |  |
| CON | DFW |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 |  |  | 1 | 1 |  |  | 1 | 1 |  | 1 |
| DGW |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |  |  |  |  | 1 | 1 |  | 1 | 1 |  | 18 |
| CD |  |  |  |  |  |  |  |  | 12 | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |  |  |
| EQ | MCRE |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |  |  | 1 | 1 | 1 |
| TSBPC |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |  |  | 1 | 1 |  | 1 |
| GF |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |  | 1 | 1 | 1 | 1 |  |
| SPPF |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  |  |
|  | IO | IO |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |  | 1 |
| TPD | TP |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 |  | 1 | 1 |  |  |
| PDP |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |  |  |
| V |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| WROF | EM |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 |  | 1 |
| HRF |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 |
| LIGHT |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| CW |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

脚注为危害因素适用条件：

1. A 1适用，除非该管段的历史表明施工损坏对腐蚀没有显著影响。
2. 如果管段未进行至少1.25倍MAOP的压力试验，则A 1适用。
3. 如果钢塑转换接头没有CP或有CP，但接头之间非粘结，则A 1适用。
4. A 1适用，除非可以证明涂层损坏很小或没有损坏，或管段不易受SCC影响。
5. 如果管道为缝焊且安装有褶皱弯管，则A 1适用
6. 如果管道采用低频焊接ERW焊缝或闪光焊缝制造，则A 1适用。
7. A 1适用，除非已知管道材料在所有操作条件下均表现出韧性断裂行为。
8. A 1仅适用于通过乙炔环焊缝或已知质量较差的环焊缝连接的管道。

表I.1矩阵中用于表示不同危害因素的英文缩写：

表I.2 危害因素中文名称与英文缩写对应关系

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 中文名称 | 英文缩写 | 中文名称 | 英文缩写 |
| 外部腐蚀 | EC | 垫片故障 | GF |
| 内部腐蚀 | IC | 密封或泵填料故障 | SPPF |
| 应力腐蚀开裂 | SCC | 误操作 | IO |
| 制造相关 | MFR | 第三方损坏 | TPD |
| 缺陷管道 | DP | 第三方（含第一、二方） | TP |
| 管道接缝缺陷 | DPS | 先前损坏的管道 | PDP |
| 施工相关 | CON | 故意破坏 | V |
| 制造焊缝缺陷 | DFW | 天气相关或外力 | WROF |
| 环焊缝缺陷 | DGW | 地球运动 | EM |
| 施工损坏 | CD | 暴雨和洪水 | HRF |
| 设备相关 | EQ | 闪电 | LIGHT |
| 控制或泄压设备故障 | MCRE | 寒冷天气 | CW |
| 螺纹脱落、管道断裂或联轴器故障 | TSBPC |  |  |

表I.3 燃气管道危害因素辨识表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 危害因素分类  资产分类 | | | 危害因素（共8大类） | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 腐蚀 | | 自然力 | | | | 开挖破坏 | | | | 其他外力破坏 | | | | | | 材料、焊接或接合失效 | | | | | | | | 设备失效 | | | | 误操作 | 其他 | |
| 外部腐蚀 | 内部腐蚀 | 地质运动 | 雷电 | 其他破坏 | 霜冻 | 开挖机错误 | 探测器错误 | 缺乏记录 | 未能通知 | 火/爆炸 | 车辆损坏 | 船舶损坏 | 其他电击伤 | 机械损伤 | 故意损坏 | 管体缺陷 | 焊缝缺陷 | 螺纹连接 | 焊缝缺陷 | 热熔接头缺陷 | 铸铁球形接头 | 机械配件 | 修复设备失效 | 其他材料失效 | 调压设备故障 | 阀门失效泄漏 | 其他设备失效 | 误施工/操作 | 其他参数 | 未知因素 |
| 资产分类 | 钢质管道 | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PE管道 | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 其他管道 | 铸铁管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 镀锌管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 其他管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 地上管道 | 跨越桥管 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 水平干管 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 引入管 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 钢质接头 | 直接头 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 三通 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 变径接头 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 阀门 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 其他 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PE接头 | 直接头 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 三通 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 变径接头 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 阀门 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 其他 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 代码：A：危害因素不适用。B：危害因素感知为可忽略不计或不重要。C：危害因素在自然界中普遍存在，并且在资产组别中始终应用。D：危害因素是适用的，但被定位到特定的地理。  E：危害因素是适用的，但只适用于某些设施内的资产组。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**I**.4 单元划分

**I**.4.1 燃气管道单元划分遵循“相同属性、类似特征”的原则，将具有相同材质、同一建设时期、同一管理区域、相似周边环境等的主管线与附属设施组成的输配管道划分为同一单元，具体划分可根据表I.4，并结合各地区的实际情况合理确定，参考示例如下图I.1和I.2。

**I**.4.2 燃气管道内的阀门（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。

**I**.4.3 小型燃气企业的燃气管道系统宜独立进行单元划分，划分方式结合管道压力、敷设方式、周围环境、仪表设施重要性等灵活执行，便于相关管理人员操作执行，不宜复杂和繁琐。

表I.4 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（＞1.6MPa） | 管段划分 | 1. 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，或参考GB 32167进行管段单元划分； 2. 连续长度原则上不超过5km； |
| 次高压及以下燃气管道  （≤1.6MPa） | 区域划分 | 1. 具有相同的材质、建设和投用时间、行政区块、管理单位等； 2. 具有相似的区域环境，如住宅区、商业区等； 3. 划分为独立单元的次高压或中压燃气管道参考GB50028，具有相同的压力等级； 4. 单独供应的商业用户个体可划分为一个单元； 5. 进入小区的庭院低压燃气管道，可根据小区和住宅建设年限进行划分； 6. 同一降风险措施可能会有效降低风险的区域。 |

防腐层类型

管径

壁厚

敷设方式

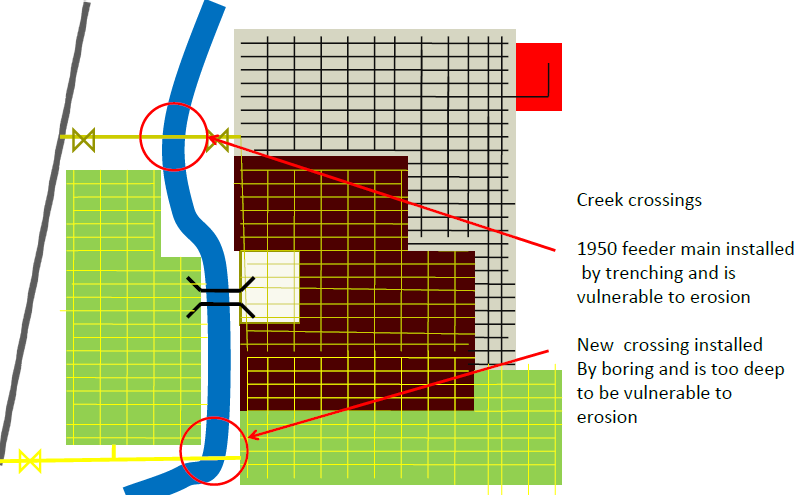
高后果区

地区等级

管道分段

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

图I.1 管段划分



单元4：穿越河流：1995年采用大开挖安装主管，易侵蚀

单元2：裸露无保护钢质燃气管道

单元6：小区PE塑料管道

单元5：穿越河流：2015年定向钻扩建管道，埋深大，不易侵蚀

单元1：涂层、CP保护钢质燃气管道

单元3：新住宅建设

单元7：新购物中心建设

图I.2 单元划分

**I**.5 风险计算

**I**.5.1 失效可能性分析

**I**.5.1.1 管道失效可能性分析是将所有可能的管道危害因素量化输入，利用一个或多个风险评估模型或算法组合，分析评估管道失效的总体可能性。由于管道危害因素并非独立作用于管道，而是相互作用或依赖，重点分析危害因素之间的交互作用关系和对管道失效可能性的影响。

**I**.5.1.2 失效可能性分析模型建立。可根据事故树或故障树等方法，分析管段每种失效的影响因素及相互关系，采用不同方法建立每种管道失效可能性分析模型，再组合评估总失效可能性。当采用相对/指数评估模型评估燃气管道单元的失效可能性或风险时，部分单元使用统一固定的数值权重或平均权重可能会导致评估结果失真，加以考虑并修正。

**I**.5.1.3 失效可能性分析的因素组成。由于燃气管网长而环境复杂多样，需要单元划分，分析每个单元的失效可能性因素。失效可能性分析因素包括所有危害因素、预防或缓解措施及有效性、管道本身抵抗失效或故障的能力等三个方面的相关指标。

**I**.5.1.4 失效可能性分析的不确定性。分析检查模型的边界条件、输入参数假设和阈值的不确定性，以及其对结果的影响。例如，通过对输入参数的概率分布形状和结果敏感性分析，可确定什么条件下采取预防措施风险降低更为显著。

**I**.5.1.5 定期对风险评估中失效可能性分析和后果计算的模型、输入和输出参数进行评估和验证，以确保风险模型准确反映管道系统风险。

**I**.5.1.6 当采用半定量评估方法中的指标评估模型进行失效可能性评分时，按照规定的评分项及其层次关系、评分的权重和评分细则进行评分。例如，燃气管道划分的单元从第三方损坏（*S*11）、设备（装置）及人员培训（*S*12）、本质安全质量（*S*13）三个方面，按照式（1）计算失效可能性得分*S*。燃气企业可根据管道事故统计数据和设计、安装、使用、检验等方面的专家意见，在式（1）基础上，确定评分项和评分项的权重，并且进行归一化处理，按照式（2）计算失效可能性得分*S*：

 （1）

 （2）

式中：

*a*11——燃气管道运营期第三方损坏得分的修正系数；

*a*12——燃气管道运营期设备（装置）及人员培训得分的修正系数；

*a*13——燃气管道运营期本质安全质量得分的修正系数；

*a*11+*a*12+*a*13=1。

**I**.5.2 失效后果分析

**I**.5.2.1 失效后果分析是对燃气管道系统或部分管段故障或失效等意外事件的后果严重性和损失的评估，需要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因素之间相互关系，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。

**I**.5.2.2 失效后果评估模型建立。失效后果评估模型是分析管道故障或失效后，燃气在泄漏点到受灾体之间扩散、着火或爆炸等灾害后果影响过程。从考虑特定位置的管道故障开始，到估计该位置故障后释放可能产生的影响结束。后果模型及计算工具见表I.5。后果模型关键要素包括：

* 1. 泄漏介质危害：燃气的易燃易爆性；
  2. 介质泄漏特性：泄漏速率和体积；
  3. 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；
  4. 受灾体：燃气对谁或什么产生负面影响？包括公众、运营商人员、环境、私人和公共财产等。
  5. 预期损失：燃气企业介质泄漏的直接损失，以及燃气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。受灾体类型可能多种多样，可单独衡量不同类型受灾体的后果，通过统一的后果衡量标准，将后果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。

**I**.5.2.3 后果分析方法应解决管道故障后产品释放的所有要素，包括泄漏产品的危害、泄漏率和体积、扩散特性和对受灾体的影响。排除任何元素都会导致分析不完整和结果不可靠。

表I.5 燃气泄漏后果模型

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 介质类型 | 后果 | 模型类型 | 模型算法工具 |
| 燃气 | 喷射火，闪火、爆炸压力、热辐射 | 简化模型 | PIR calculation |
| 详细的专用模型 | PIPESAFE  DNV PHAST |

**I**.5.2.4 如果按照指标评估法进行后果计算，应确定评分项权重和评分细则，计算各个评分项得分之和，即为失效后果得分C。如果燃气管道的区段存在下列情况之一，列为重点区域：

1. 未避开GB 50028所规定的不宜进入或通过的区域，并且与建筑物外墙的水平净距小于GB 50028的规定或不满GB 50028对分段阀门的规定：
2. 未避开GB 50028所规定的不应通过的区域或设施，并且未采取安全保护措施。

**I**.5.3 风险值计算

**I**.5.3.1 使用动态分段法生成风险模型结果，以考虑管道特性及其沿管道路线运行环境的变化，从而使结果最好地反映特定于分段和特定位置的风险因素组合。

按式（3）计算风险值*R*

 （3）

式中：

*S*——失效可能性得分；

*C*——失效后果得分。

**I**.6 风险分级

**I**.6.1 风险等级宜采用风险矩阵形式，按照严重性从高到低进行分级，典型风险矩阵图见表I.6。

表I.6 风险矩阵

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 失效后果 | | | | | |
| 失效可能性 | 等级值 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 5 | Ⅱ | Ⅲ | Ⅳ | Ⅳ | Ⅳ |
| 4 | Ⅰ | Ⅱ | Ⅲ | Ⅳ | Ⅳ |
| 3 | Ⅰ | Ⅱ | Ⅱ | Ⅲ | Ⅳ |
| 2 | Ⅰ | Ⅰ | Ⅱ | Ⅱ | Ⅲ |
| 1 | Ⅰ | Ⅰ | Ⅰ | Ⅰ | Ⅱ |
| 图例：风险矩阵等级划分为4级，分别为：  Ⅰ级：低风险（蓝色），可接受。不需要采取进一步措施降低风险。  Ⅱ级：一般风险（黄色），在控制措施落实的条件下可以容许。  Ⅲ级：较大风险（橙色），难容许风险。应采取工程、管理等控制措施，重新风险评估后，确定将风险降低到一般风险及以下。  Ⅳ级：重大风险（红色），绝对不能容许。应通过工程、管理等专门措施，重新风险评估后，确定将风险降低到一般风险及以下。 | | | | | | |

**I**.7 风险控制措施

**I**.7.1 重大风险的控制措施充分论证后实施。在选择风险管控措施时重点考虑以下内容：

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。

**I**.7.2 对较大及以上风险管道进行安全隐患排查，加大整治力度，安全隐患整改完成后重新进行风险评估，根据最新评定的风险等级采取风险控制措施。

附 录 **J**  
（规范性）  
城镇燃气管道检测与监测方法

**J**.1 燃气管道检测方法

燃气管道检测方法参考标准见表J.1。

表J.1 燃气管道检测方法参考标准

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 方法分类 | 适用对象 | 可选标准 |
| 综合检测方法 | 钢质管道 | TSG D7004  GB 32167  GB/T 37368 |
| 内检测 | 高压燃气管道 | GB/T 27699 |
| 外检测 | 位置检测 | CJJ 61 |
| 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  GB/T 7704  NB/T 47013 |
| 穿跨越管段 | GB/T 37369 |
| 聚乙烯管道接头 | GB/T 29461  JB/T 10662  JB/T 12530 |
| 压力试验 | / | CJJ 63 |
| 泄漏检测 | / | CJJ 215 |
| 监 测 | / | DZ/T 0221 |

**J**.2 内检测

**J**.2.1 内检测前应评价管道的可检测性。当存在限制条件时，宜通过改造或临时调整运行工况使其具备内检测条件。

**J**.2.2 应基于检测目的和检测对象选择合适的一种或多种内检测方法，见图J.1。各类型检测器性能指标应符合GB 32167和GB/T 27699等标准的规定。在选择内检测方法时，应根据检测方法成熟度、检测服务方仪器性能和可靠性、异常检测能力、成功/失败率、检测数据全面性和真实性等方面进行评估确定。

是

注：

TFI：环向漏磁检测；MFL：轴向漏磁检测；EMAT：电磁超声检测；IMU：中心线惯性测绘

开 始

制管焊缝腐蚀

主要缺陷分析

金属损失

裂 纹

运行几何和TFI

运行几何和MFL

运行几何和EMAT

存在附加应力风险？

运行IMU或轴向应力检测

适用性评价

否

是

否

图J.1 内检测技术选择流程

**J**.2.3 宜采用同类型内检测器历史测量验证数据、牵拉试验和开挖验证等方法对检测器性能和检测结果进行评价验证。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。

**J**.2.4 内检测实施过程、检测报告和检测特征列表的提交应按照GB/T 37368执行。

**J**.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，应重新检测。

**J**.2.6 新建高压燃气管道应结合多种内检测需求，设计保障管道系统的内检测器可通过性。投运前或投运后3年内的基线内检测可作为新建工程验收依据。

**J**.3 外检测

**J**.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。根据潜在损伤类型划分，钢质管道外检测包含外损伤检测、内腐蚀检测和应力腐蚀检测，非钢质管道外检测包括铸铁管和聚乙烯非金属管检测。

**J**.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直接检测。管道外损伤检测程序和内容可按照GB/T 30582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腐蚀直接检测。

**J**.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年不得少于一次；

b） 中压管道防腐层检测每5年不得少于一次；

c） 低压管道防腐层检测每8年不得少于一次；

d） 再次检测的周期可根据上一次的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等情况时，应检测管道防腐层。

**J**.3.4 燃气管道阴极保护系统应定期专项检测，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。

**J**.3.5 当发现某区域内燃气管道腐蚀损伤较为严重时，应开展现场腐蚀环境和管道材质耐腐蚀性专项调查。

**J**.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开展专项调查和测试，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。具体测量内容、参数以及要求见GB/T 19285、GB/T 50698等相关标准。

**J**.3.6.1 直流杂散电流干扰判定准则如下：

a） 新建管道设计阶段，两侧20m范围地电位梯度＞0.5mV/m时，存在直流杂散电流；地电位梯度≥2.5mV/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；

b） 无阴极保护在役管道，管地电位相对自然电位正向或负向偏移≥20mV时，存在直流干扰；管地点位相对自然电位正向或负向偏移≥100mV时，应及时采取干扰防护措施；

c） 有阴极保护在役管道，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；

d） 在役管道上存在孔蚀状、创面光滑、边缘整齐、有时有金属光泽的腐蚀坑，腐蚀产物黑色细粉状，有水分存在时可观察到电解过程迹象。

**J**.3.6.2 交流杂散电流干扰判定准则如下：

a） 检测管道上的交流干扰电压≤4V，可不采取防护措施；交流干扰电压＞4V，应根据交流电流密度进行干扰程度评估；

b） 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J.2。

表J.2 交流干扰程度判定指标

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 交流干扰程度 | 弱 | 中 | 强 |
| 交流电流密度（A/m2） | ＜30 | 30~100 | ＞100 |

**J**.3.6.3 其他情况下的杂散电流干扰判定准则如下：

a） 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；

b） 管地电位波动值＞200mV，或感应电流波动值＞2A时，应采取杂散电流排流保护或其他防护措施。

**J**.3.6.4 当判定存在直流或交流杂散电流干扰时，应确定干扰位置、干扰形态和程度。

**J**.3.7 管道内腐蚀外检测应通过分析介质流动状态随高程里程的变化，预测内腐蚀高风险点分布，开挖处管道本体损伤检测等方式进行。管道内腐蚀外检测程序和方法应执行GB/T 34349规定。有内防腐层和衬里的管道不宜开展内腐蚀外检测。

**J**.3.8 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执行GB/T 36676规定。

**J**.3.9 铸铁管应当通过阀井（室）、露管段或者开挖等方式进行直接检测。开挖检测的抽查比例为0.3处/km，并根据实际检测结论以确定是否需要进一步增加抽查检测数量。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。

**J**.3.10 聚乙烯管和钢骨架聚乙烯复合管直接检测内容包括：

a） 应通过阀井的露管段或者开挖等方式送行直接检测，开挖点位置应当选择发生过泄漏、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） 检测主要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，并采用游标卡尺或超声波测厚方法进行壁厚测定。

d） 必要时，可对开挖处管道的焊接接头进行无损检测，无损检测按照GB/T 29461和JB/T 12530执行。

**J**.4 压力试验

**J**.4.1 燃气管道压力试验分为强度试验和严密性试验。新建燃气管道安装完成后必须进行清扫、强度试验和严密性试验，应符合CJJ 33和CJJ 63的规定。压力试验发现的缺陷应在试验压力降至大气压后方可处理。

**J**.4.2 在役燃气管道压力试验宜分段实施，应根据周边环境、输送介质、输送压力、管道历史运行状态及失效记录等，确定试验压力值、稳压时间和试压介质，试验过程可根据管材类型参考GB 32167、CJJ 33、CJJ 63的规定。

**J**.4.3 GB1-Ⅲ级及以上的钢质燃气管道试压介质宜选用水，其他类型管道试压介质应选用干空气或氮气等惰性气体。

**J**.4.4 GB1-Ⅲ级及以上的在役钢质燃气管道试压压力可参考GB 32167，其他类型燃气管道的试压压力推荐选用表J.3。对于高后果等重点区域管段、服役年限超过20年的管道，试压压力至少按照1.25倍运行压力试压。对于泄漏事件超过三次且修复的管段，最大试压压力不应低于1.1倍管道运行压力。

**J**.4.5 试压前，应对试压燃气管段进行风险识别，对压力试验方法及过程进行风险评估，并制定相应的风险控制措施，保证试压过程在风险可控的条件下实施。

**J**.4.6 压力试验过程应控制升压速度与稳压时间，应全面监控管段压力变化情况，分析是否有破裂、穿孔等泄漏情况发生。

**J**.4.7 试压过程中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。对于出现泄漏的管道，应分析泄漏原因，明确管道危害因素。可通过试压管道分段、在试压介质中放入染料、着嗅剂或示踪剂，采用声学监控设备等手段查找定位泄漏。

表J.3 燃气管道压力试验方法

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 管道类型 | 设计压力等级（MPa） | 强度试验 | | 气密性试验 | |
| 试验压力  (*P*为拟运行压力) | 稳压时间  （h） | 试验压力  (*P*为拟运行压力) | 稳压时间  （h） |
| 钢管 | PN＞0.8 | 1.5*P* | 2 | 1.25*P* | 24 |
| PN≤0.8 | Max{1.5*P*，0.4} | 2 | 1.1*P* | 24 |
| 铸铁管 | PN≤0.4 | Max{1.5*P*，0.4} | 2 | Min{1.1*P*，0.4} | 24 |
| 0.1＜PN≤0.2 | Max{1.5*P*，0.2} | 2 | Min {1.1*P*，0.2} | 24 |
| 聚乙烯管 | PN＞0.4（SDR11） | Max{1.5*P*，0.4} | 2 | Min {1.1*P*，0.4} | 24 |
| PN＜0.2（SDR17.6） | Max{1.5*P*，0.2} | 2 | Min {1.1*P*，0.2} | 24 |
| 钢骨架聚乙烯复合管 | 0.2＜PN≤0.4 | Max{1.5*P*，0.4} | 2 | Min {1.1*P*，0.4} | 24 |
| 0.1＜PN≤0.2 | Max{1.5*P*，0.2} | 2 | Min {1.1*P*，0.2} | 24 |
| 其他新类型管道 | 0.2＜PN≤0.4 | Max{1.5*P*，0.4} | 2 | Min {1.1*P*，0.4} | 24 |
| 0.1＜PN≤0.2 | Max{1.5*P*，0.2} | 2 | Min {1.1*P*，0.2} | 24 |

**J**.5 泄漏检测

**J**.5.1 泄漏检测应采用仪器进行检测，检测内容、检测方法和检测周期等应符合标准CJJ/T 215的有关规定。

**J**.5.2 泄漏检测周期需结合管道类型、风险水平、历史泄漏频率综合确定。泄漏检测周期或频率制定可参考下列规定：

a） 新通气管道应在24小时内进行1次泄漏检测，并在通气后一周内进行2次复测，两次检测均无泄漏，纳入正常管道检测计划中。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小时～48小时内进行1次复检；

b） 在役燃气管道泄漏检测周期可按照表J.4的规定执行；

c） 管道服役时间超过20年和设计使用年限1/2中的最小值时，泄漏检测周期应缩短至原周期的1/2；

c） 埋地管道因腐蚀发生泄漏后，应对管道的腐蚀控制系统进行检查，并根据结果对该区域内腐蚀因素近似的管道原有检测周期进行调整，加大泄漏检测频率；

d） 发生地震、塌方、塌陷、洪水冲击等自然灾害后，应立即对所涉及的管道及附属设施进行泄漏检测，根据检测评估结果对原有的检测周期进行调整，加大检测频率；

e） 漏气多发、重车碾压、电气轨道沿线、立交桥附近等运行状态较差的管线应增加泄漏检测频率；

f） 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J.4 在役燃气管道泄漏检测周期制定

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 风险等级 | 风险描述 | 检测周期 | 改善措施 |
| E | 低风险 | 1次/年 | 不需额外控制措施，但须保证现有控制措施得以维持。 |
| D | 中低风险 | 2次/年 | 适度关注，有机会时采取改进措施。 |
| C | 中风险 | 1次/季 | 制定改善计划，按计划进行。 |
| B | 中高风险 | 1次/月 | 及时改善。 |
| A | 高风险 | 1次/周 | 不可接受，立即改善，紧急情况下应停止供气。 |
| 备注：1 北方冬季供暖时期泄漏检测周期应缩短。  2 某管段在五年内发生过因腐蚀、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（近期一年内两次以上），则至少为B级。 | | | |

**J**.5.3 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，并应通过相关知识及检测技能的培训。

**J**.5.4 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。

**J**.5.5 泄漏初检

**J**.5.5.1 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。

**J**.5.5.2 埋地燃气管道的泄漏初检可采取无人机载仪器、车载仪器、手推车载仪器或探杆式仪器等检测方法，检测速度不应超过仪器的检测速度限定值；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，检测距离不应超过检测仪器的允许值。

**J**.5.5.3 步行泄漏检测时，应对管线及中心线两侧至少1.0m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。车辆泄漏检测时，应对管线及中心线两侧至少3.0m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。泄漏检测方法应根据检测项目和程序进行选择，当同时采用两种以上方法时，应以仪器检测法为主。

**J**.5.5.4 采用车载检漏仪、手推车载检漏仪或手持检漏仪等检测方法进行泄漏检测，检测速度不应超过仪器的检测速度限定值，并符合下列规定：

a） 对埋设于车行道下的管道，宜采用车载仪进行快速检测，车速不宜超过30km/h；

b） 对埋设于人行道、绿地、庭院等区域的管道，宜采用手推车检漏仪或手持检漏仪进行检测，行进速度宜为1m/s。

**J**.5.5.5 发生下列情况之一时，应检测周边建（构）筑物内的燃气浓度：

a） 检出泄漏信息点的燃气浓度≥0.1%；

b） 泄漏区域历史检出泄漏点数量≥50个。

**J**.5.5.6 应检测法兰、焊口及螺纹等连接处，检测仪器探头应贴近被测部位。

**J**.5.5.7 进入阀井检测时应符合下列要求：

a） 氧气浓度大于19.5%；

b） 可燃气体浓度小于爆炸下限的20%；

c） 一氧化碳浓度小于30mg/m3；

4） 硫化氢浓度小于10mg/m3。

**J**.5.5.7 对阀井（地下阀室）、调压室（箱）等进行泄漏检测时，检测仪器探头宜插入井盖开启孔内和调压器百叶窗内进行检测；进入阀井检测前应对有毒、可燃气体浓度进行检测，符合要求才能进入；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。

**J**.5.5.8 在使用仪器检测的同时，应注意查找燃气异味，并应观察燃气管道周围植被、水面积水等环境变化情况。当发现下列情况时，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。

**J**.5.5.9 在使用仪器检测的同时，应注意查找燃气异味，并应观察燃气管道周围植被、水面积水等环境变化情况。当发现下列情况时，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。

**J**.5.5.10 泄漏检测仪器应满足如下要求：

a） 泄漏检测仪器性能应符合CJJ/T 215的规定；

b） 泄漏检测仪器应按照产品说明书的要求定期校准，使用时在其校准的有效期内；

c） 泄漏检测仪器应根据燃气种类、管网规模和设备设施类型、检测仪器功能等因素配备；

d） 检测前，对仪器进行整体检查，检测完成后，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。

**J**.5.6 泄漏判定

**J**.5.6.1 接到燃气泄漏报告时，应直接进行泄漏判定；发生燃气事故时，应直接进行泄漏点定位。

**J**.5.6.2 对泄漏初检发现疑似区域，或是外界报警提供的信息，应根据管道位置、周围环境等因素，采用燃气辨识仪（色谱/激光）或嗅探犬等，协助判断是否为燃气泄漏，确认为燃气泄漏后，应立即安排查找漏点，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。对于不能准确判定区域，应持续跟进检测。

**J**.5.7 泄漏点定位

**J**.5.7.1 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。

**J**.5.7.2 针对管道附属设施引出管、法兰、焊口及螺纹连接处等部位，泄漏初检发现检测仪器有浓度显示、空气中有异味或气体泄漏声响时，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。

**J**.5.8 泄漏点等级评估

**J**.5.8.1 当检测出泄漏点时，应对其进行原因分析。根据泄漏点的泄漏浓度、周边环境、压力等级等要素，分析泄漏潜在影响及风险大小。

**J**.5.8.2 应根据泄漏点的危险程度进行等级评估，见表J.5，并根据危险等级采取泄漏处置、扩大检测、应急管理等风险控制措施。

表J.5 泄漏点等级评估

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 泄漏分级 | 危险程度 | 分级条件 |
| Ⅰ级 | 发现时对人身或财产危害较大，需立即进行修复 | 1. 听到、看到、感觉到等可直观确认气体泄漏的； 2. 建筑物内或建筑物下有燃气积存的； 3. 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； 4. 燃气泄漏读数来自距建筑物5米内压力大于0.1MPa的； 5. 燃气管道沿途地面燃气浓度达到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，可制定计划及时进行修复，并应采取措施持续监测 | 燃气管道所经地面燃气浓度达到201PPM~80%LEL。 |
| Ⅲ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0PPM~200PPM。 |
| 备注：   1. 如为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； 2. 如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，并建议使用相关方法协助排查。 | | |

是

Ⅱ级

是

气体泄漏

因其他气体显示读数（腐烂的植物、汽车排放等）

建筑物内或建筑物下有燃气积存

其他市政管道井/管沟内有燃气积存

泄漏来自距建筑物5米内压力＞0.1MPa的燃气管道

燃气管道所经地面燃气浓度达到80%LEL及以上

燃气管线所经地面燃气浓度达到201PPM~80%LEL

Ⅲ级

Ⅰ级

否

否

否

否

否

否

是

是

是

是

是

听到、看到、感觉到等直观确认气体泄漏

PPM测漏仪有读数

下一地点

否

是

否

图J.2 燃气泄漏检测与评级流程

**J**.6 监测技术

**J**.6.1 应通过周期性测试阴极保护系统监测阴极保护效果（适用于有阴极保护的钢质管道），包括但不限于以下内容：

a） 管道沿线保护电位（通电电位、断电电位）；

b） 恒电位仪运行参数；

c） 牺牲阳极开路电位、输出电流、接地电阻；

d） 辅助阳极地床接地电阻；

e） 管道电绝缘情况；

f） 杂散电流干扰情况、排流效果。

**J**.6.2 宜对管道可能承受自然灾害、土体移动等引起外部载荷的滑坡区、断裂带、采空区、冻胀或融沉区等区域进行本体应力应变监测，可采用振弦式应变计、光纤光栅或电阻式应变计等方法。监测数据的采集范围和频次应能反映管道受力行为和状态。

**J**.7 其他

**J**.7.1 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。

**J**.7.2 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。

**J**.7.3 对有可能发生H2S腐蚀、材质劣化、材料状况不明的管道，或者使用年限超过15年并且进行过与腐蚀、劣化、焊接缺陷有关的修理改造的次高压A级以上燃气管道，一般应当进行管道理化检验。理化检验包括化学成分分析、硬度测试、力学性能测试、金相分析。

**J**.7.4 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 **K**  
（资料性）  
城镇燃气管道适用性评价方法推荐

**K**.1 适用性评价方法

**K**.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开展应力分析，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的材料是否满足使用需求进行的评价；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、管道老化适用性等开展的评价工作。

**K**.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。

**K**.1.3 适用性评价结合管道及附属设施的检测工作执行，可为针对缺陷的单向评价，也可为针对局部区域管段适用性的整体评价。

**K**.1.4 适用性评价考虑获取缺陷数据的检测设备的精度误差。

**K**.1.5 管道常见的缺陷可分为体积型、平面型和几何变形等3类，具体分类如下：

a） 体积缺陷：局部减薄（含腐蚀）、划痕、气孔、夹渣，深度小于1mm的咬边等；

b） 平面缺陷：裂纹、未熔合、未焊透、深度大于等于1mm的咬边等；

c） 几何变形：凹陷、皱褶、屈曲、鼓胀、椭圆变形等。

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。

**K**.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。

**K**.1.7 基于内检测的适用性评价包括：

a） 缺陷的类型、分布及严重程度统计，并分析原因，提出管道风险管控及安全运行建议；

b） 根据缺陷统计分析结果和数据收集情况，可参照表K.1推荐的标准进行剩余强度评价和剩余寿命预测；

c） 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。

**K**.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。综合评价宜优先采用内检测数据，同时结合其他检测、监测及周边环境评估的结果数据等。

**K**.2 剩余强度评价

**K**.2.1 按照以下要求，对检测发现的缺陷进行剩余强度评价，确定管道最大允许工作压力：

a） 直管上体积缺陷的剩余强度评价参考GB/T 30582、GB/T 19624和GB/T 35013等标准进行；弯头和弯管上体积缺陷按照GB/T 30582和GB/T 35013等标准进行；

b） 直管段上平面缺陷的剩余强度评价按照GB/T 19624进行；

c） 凹陷的剩余强度评价按照GB/T 30582、GB/T 35013进行，椭圆变形可按照GB/T 35013进行，其它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，可按照GB/T 35013等标准进行。

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，可按照SY/T 6477进行。

**K**.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。

**K**.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，按照GB 50028规定方法进行耐压强度校核。

表K.1 缺陷类型与评价标准适用性对照表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 缺陷类型 | 可选标准 | |
| 国内 | 国外 |
| 腐蚀 | GB/T 19624  GB/T 30582  GB/T 35013 | ASME B31G  DNVGL-RP-F101  API 579-1/ASME FFS-1  BS 7910 |
| 划痕 | SY/T 6477 | API 579-1/ASME FFS-1  BS 7910 |
| 管体制造缺陷a | GB/T 19624  GB/T 35013 | API 579  BS 7910 |
| 分层 | GB/T 30582  GB/T 35013 | API 579 |
| 凹陷 | GB/T 30582  GB/T 35013 | API RP 1183  ASME B31.4  ASME B31.8  CSA Z662 |
| 焊缝缺陷b | GB/T 19624  GB/T 35013 | API 579-1/ASME FFS-1  BS 7910 |
| 裂纹 | GB/T 19624  GB/T 35013 | API RP 1176  API 579-1/ASME FFS-1  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。 | | |

**K**.3 剩余寿命预测

**K**.3.1 管道检测发现的与时间有关缺陷，应当考虑管道投用时间、缺陷致因等信息，建立管道缺陷增长预测模型，对管道进行剩余寿命预测，根据寿命预测结果，确定下次检验时间。腐蚀管道的剩余寿命预测按照GB/T 30582进行。

**K**.3.2 对裂纹类缺陷的剩余寿命预测按照GB/T 19624等相关标准执行。

**K**.4 材料适用性评价

**K**.4.1 输送介质改变为更危险介质或腐蚀环境发生显著改变时，按照GB/T 30582进行材料适用性评价。

**K**.5 泄漏区域危险性评估

**K**.5.1 燃气管道结合定期检验和泄漏专项检验，定期开展泄漏区域危险程度分析与等级评估。

**K**.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。

**K**.5.3 燃气管道运行超过10年时应开展首次泄漏评估工作，首次评估后，结合定期检验周期进行复评。

**K**.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。

表K.2 泄漏区域危险性等级评估

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 危险等级 | 等级划分条件 | |
| 一级 | 存在下列条件之一：   1. 评估单元内存在Ⅰ级危险等级的泄漏点； 2. 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：   1. 评估单元内存在Ⅱ级危险等级泄漏点数量＜3个； 2. 评估单元为Ⅲ级，但半年内泄漏次数超过2次的； | |
| 三级 | 评估单元内全部为Ⅲ级危险等级的检出泄漏信息点 | |
| A | ＞50个 |
| B | 25~50个 |
| C | ＜25个 |
| 注：   1. 泄漏点的危险等级评估见表J.5。 | | |

附 录 **L**  
（资料性）  
城镇燃气管道常用风险控制措施

**L**.1 燃气管道常用风险控制措施

**L**.1.1 城镇燃气管网常用风险控制措施见表L.1。根据危害因素和风险等级选取适用的处置措施用于降低风险，不必实施全部对应措施项。

**L**.1.2 风险控制措施分为降低失效可能性和失效后果两类，针对失效可能性小但后果严重的危害因素，在风险控制过程中应采取预防措施。

表**L**.1 燃气管道常用风险控制措施一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 风险致因 | | 可选择的风险控制措施 |
| 风险分类 | 二级因素 |
| 1 | 开挖损坏 | 第三方损坏 | 1）加强巡线和泄漏检测频率；  2）加强管道保护宣传；  3）增加管道警示标识；  4）安装安全预警系统；  5）加强第三方施工监护；  6）报告当地政府部门；  7）增加埋深；  8）增加保护设施，提高管线定位的准确度；  9）改线。 |
| 2 | 腐蚀 | 外腐蚀 | 1）加强管道内外检测；  2）修复防腐层；  3）检测与维护阴极保护系统；  4）增设排流措施；  5）增加泄漏检测的频率；  6）缺陷修复或换管；  7）腐蚀泄漏监测系统；  8）降压运行或停输。 |
| 内腐蚀 | 1）开展管道内外检测；  2）输送介质腐蚀性控制，如安装脱水脱硫设备；  3）增加泄漏检测的频率；  4）改进加臭。  5）缺陷修复或换管；  6）腐蚀泄漏监测系统；  7）添加缓蚀剂；  8）降压运行或停输。 |
| 4 | 自然外力与自然灾害 | 土体移动、雷电、暴雨/洪水、高/低温、大风等 | 1）水工保护工程；  2）灾害体治理；  3）增设灾害点和管道监测装置；  4）增加河流穿越埋深；  5）管道防护措施，如安装自动关断装置；  6）更改穿越方式；  7）安装滑动或延展连接设施，如补偿器、金属软管；  8）在地震或其他灾害后进行泄漏检测；  9）改线或换管。 |
| 5 | 其他外力损坏 | 火灾/爆炸 | 1）加强应急处置措施；  2）加强针对性抢险培训，提高反应能力；。 |
| 机动车撞击 | 1）安装保护设施；  2）增加高风险设施的巡线/检查力度；  3）迁移易受损坏的设施。 |
| 恶意破坏 | 1）安装或改善防护设施；  2）增强巡护；  3）迁移设备。 |
| 第三方施工爆破 | 1）爆破后进行泄漏检测，迁移出频繁爆破的地区；  2）更换成韧性更强的管道材料； |
| 6 | 材料、焊接缺陷 | 制造缺陷、施工/工艺缺陷、焊接或其他故障 | 1）泄漏检测或监测；  2）修复缺陷；  3）换管。 |
| 7 | 设备故障 | 系统设备故障 | 1）更换或修复；  2）增加检查/检测的频率；  3）检查连接类型或正在使用设备安全状态/位置；  4）改善安装程序；  5）设备故障发展趋势分析。 |
| 8 | 其他 | / | 1）提高泄漏检测的频率；  2）在线监控系统；  3）改进加臭。 |

**L**.2 腐蚀风险控制

表**L**.2 燃气管道腐蚀防护措施

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 腐蚀防护方法 | | 相关标准 |
| 分类 | 方法 |
| 腐蚀防护系统 | 防腐层设计与安装、修复  强制电流阴极保护  牺牲阳极阴极保护 | GB/T 23257  GB/T 21246  GB/T 21447  GB/T 21448 |
| 腐蚀在线监控 | 增设腐蚀在线监测系统  腐蚀专项调查与防护措施 | GB/T 37580  GB/T 19285 |
| 腐蚀源处置 | 排流保护  绝缘隔离、绝缘跨接等  故障屏蔽  集中接地、接地垫等 | GB 50991  GB/T 50698  GB/T 37580 |
| 其他措施 | 聚乙烯管道材料质量控制 | GB/T 37580 |

表**L**.3 燃气管道腐蚀防护措施

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 腐蚀类型 | | 腐蚀原因 | 腐蚀防护 | 参考标准 |
| 外腐蚀 | 土壤腐蚀 | 防腐层破损；  土壤与管道接触发生微生物、电化学等腐蚀；  阴极保护不足； | 1. 修复防腐层； 2. 强制电流或牺牲阳极类的阴极保护系统有效运行。 | GB/T 19285  GB/T 21447 |
| 空气腐蚀 | 防腐层破损；  空气中的H2O、SO2等与管道接触发生电化学腐蚀；  阴极保护不足； | 1. 修复防腐层； 2. 强制电流或牺牲阳极类的阴极保护系统有效运行。 | GB/T 19292  GB/T 21447 |
| 杂散电流腐蚀 | 防腐层破损；  周边存在高压直流输电系统、直流牵引系统等直流杂散电流干扰源； | 1. 根据I.3.6.1判定直流杂散电流干扰需采取防护措施时，根据干扰位置、干扰形态和程度，选择排流保护、阴极保护、防腐层修复、等电位连接、绝缘隔离、绝缘装置跨接和屏蔽等一种或多种措施进行防护； 2. 已采用强制电流阴极保护的管道，先通过调整现有阴极保护系统抑制干扰；调整被保护管道阴极保护系统无法减轻干扰时，采取排流保护等防护措施； 3. 调查清楚干扰源后，与干扰源形成单位联合，采取减少入地电流、管道与极地接间距等防护措施； 4. 防护措施实施后，进行防护效果评定。 | GB 50991  GB/T 19285 |
| 防腐层破损；  周边存在高压交流输电系统、交流电气化铁路等交流杂散电流干扰源； | 1. 根据I.3.6.2判定直流杂散电流干扰需要采取防护措施时，根据干扰位置、干扰形态和程度，选择集中接地、故障屏蔽、固体去耦合接地、接地垫等一种或多种措施进行干扰防护； 2. 干扰防护措施不得对管道的阴极保护有效性造成影响； 3. 有阴极保护的管道，当存在交流干扰时，阴极保护系统应输出更大的保护电流密度，保护电位应比阴极保护准则电位负责更大。 4. 防护措施实施后，进行防护效果评定。如在土壤电阻率不大于25Ω·m的位置，管道交流电压应低于4V；在土壤电阻率大于25Ω·m的位置，管道交流密度应小于60 A/m2； 5. 新建管道，宜与高压交流输电线路、交流电气化铁路保持最大间距。与架空交流输电线路杆塔基脚、接地装置间距满足标准要求；管道与110kV及以上高压输电线路夹角不宜小于55°；直埋电缆不应沿管道正下方或正上方敷设，水平和交叉间距满足标准要求。 | GB/T 50698  GB/T 19285 |
| 内腐蚀 | 积水 | 管道内部低洼区域积水；  管道输送介质含水； | 1. 修复防腐层； 2. 强制电流或牺牲阳极类的阴极保护系统有效运行； 3. 清管、缓蚀剂等工艺控制。 | GB/T 34349  GB/T 23258 |
| 腐蚀性成分 | 燃气中含有微量的S、CO2、细菌等腐蚀性成分 |

**L**.3 第三方损坏风险控制

（预留）。

**L**.4 地质与自然灾害风险控制

地质与自然灾害风险控制可考虑标准SY/T 6828执行。

**L**.5 泄漏风险控制

**L**.5.1 泄漏点处置措施

泄漏点处置措施见表L.4。

表**L**.4 泄漏点处置措施

|  |  |
| --- | --- |
| 泄漏点等级 | 泄漏点处置措施 |
| Ⅰ级 | 1. 立即拨打24小时抢险值班电话，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； 2. 抢险人员到场后移交现场情况。 |
| Ⅱ级 | 1. 立即通知部门经理，组织人员到达现场处理，进行泄漏判定并使用乙烷分析仪、燃气嗅探犬等方法确认是否燃气泄漏； 2. 如确认为非燃气泄漏，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； 3. 如确认为燃气泄漏，经检查确认不会构成即时危险，现场人员可在部门经理许可后离开现场，日后进行维修； 4. 除部门经理同意外，维修一般在六周内完成。未进行维修前，最少每星期到现场检测一次； 5. 对于不能准确判定的，持续跟进检测，直至排除。 |
| Ⅲ级 | 完善并做好相关记录存档；  在下个检测周期进行重点检测。 |
| 备注：  如为地上管道及附属设施检测发现泄漏，可使用手工具紧固后阻止泄漏的，不执行处置措施；  如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，并建议使用其他方法协助排查。 | |

**L**.5.2 泄漏危险区域风险控制

泄漏危险区域风险控制见表L.5。

表**L**.5 泄漏危险区域风险控制

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 泄漏区域危险等级 | 风险控制措施 | |
| 一级 | 1. 燃气泄漏危险性极大，及时消减并控制风险； 2. Ⅰ级泄漏点查找、定位，并立即修复； 3. 未修复泄漏点及周围重要场所实时检测； 4. 制定预防抢险措施。立即拨打24小时抢险值班电话，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； 5. 缩短泄漏检测周期。 | |
| 二级 | 1. 燃气泄漏危险性较大，采取有效措施监测并控制风险； 2. 如发现泄漏可疑点，立即通知部门经理，组织人员排查确认是否燃气泄漏； 3. 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； 4. 如确认为燃气泄漏，经检查确认不会构成即时危险，现场人员可在部门经理许可后离开现场，及时安排修复； 5. 未进行维修前，制定临时应急措施，最少每星期到现场检测一次； 6. 对于不能准确判定的，持续跟进检测，直至排除； 7. 缩短泄漏检测周期。 | |
| 三级 | A | 1. 燃气泄漏存在一定的危险性； 2. 对泄漏可疑点进行复检和排查； 3. 限期修复； 4. 无需缩短泄漏检测周期。 |
| B | 1. 燃气泄漏危险性较低； 2. 对泄漏可疑点进行复检和排查，制定修复计划； 3. 无需缩短泄漏检测周期。 |
| C | 1. 燃气泄漏危险性非常低； 2. 定期进行泄漏检测，无需缩短检测周期。 |

附 录 **M**  
（资料性）  
城镇燃气管道效能评价

**M**.1 效能评价流程

效能评价管理流程见图M.1。

确定评价目标和范围

制定实施方案，确定指标体系和评价方法

数据收集

评价与分析

结论与建议

出具报告

图M.1 效能评价管理流程

**M**.2 效能评价指标体系构建

燃气管道效能评价指标体系见表M.1。

表M.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 | 四级分类 |
| 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文件与资料 | 齐全性；指导作用；发放范围；和及时性；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；数据库建设；数据对齐与整合；数据更新维护 |
| 1.2.3重点区域识别 | 识别实施方案；识别完成率；识别信息上报；重点区域信息管理 |
| 1.2.4风险评估 | 评价工作方案；完成率；评价结果评审；风险数据管理 |
| 1.2.5检测评价 | 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失效管理 | 1.3.1事故报告与处理 | 报告与调查程序；现场处理；事故调查；事故上报 |
| 1.3.2事故统计管理 | 事故统计分析；事故上报管理；学习与教育；事故预防措施 |
| 1.3.3应急响应 | 应急预案；职责分工；资源保障；培训演练 |
| 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；自然力破坏；误操作 |
| 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 |  |

**M**.3 效能评价方法

效能评价方法见表M.2~M.6。

表M.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） |
| 过程评价 | 基础管理 | 组织机构 | 15 | 100 |
| 文件及记录 | 20 |
| 能力与培训 | 20 |
| 安全宣传与教育 | 15 |
| 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 | 应急响应能力 | 40 | 100 |
| 事件事故报告及处理 | 30 |
| 事件事故跟踪与学习 | 30 |
| 效果评价 | 管道完整性状况 | | 50 | 100 |
| 风险控制情况 | | 50 |
| 备注：得分越高表示效能越好。 | | | | |

表M.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？ |  |  | 0 | 3 |
| 是否建立专门的完整性管理职能部门或业务处室？ |  |  | 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 |
| 文件及记录 | 是否建立企业自己的完整性管理相关文件？ |  |  | 0 | 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 |
| 在所有的工作地点都能方便获取最新版本的有关基本操作的文件？ |  |  | 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 |
| 文件及记录是否有信息化档案？ |  |  | 3 |
| 能力与培训 | 是否对管道完整性管理的相关工作人员的能力胜任与否定期进行评价？ |  |  | 0 | 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，以保证特定岗位员工对关键管道完整性问题的把握？ |  |  | 2 |
| 是否对参加培训人员进行考核？  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？ |  |  | 0 | 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？ |  |  | 0 | 2 |
| 管道检维修及大修计划是否按照完整性评价结果来分配资源？ |  |  | 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 |
| 应急条件下各类抢维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 | 是否有针对变更的正式管理程序，如线路变更、路权变更、工艺工况变更等？ |  |  | 0 | 5 |
| 变更管理程序内容是否全面（包括变更原因、变更许可、变更生效日期、变更影响分析、变更记录、与相关方的变更沟通）？ |  |  | 5 |
| 是否对变更进行了风险评估？ |  |  | 5 |
| 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？ |  |  | 5 |
| 对于对管道完整性有重大影响的变更是否进行变更管理审核？ |  |  | 5 |
| 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？ |  |  | 5 |
| 总分 | 0 | | | | |

表M.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？ |  |  | 0 | 10 |
| 完整性管理计划制定是否考虑管道生产运行状况？ |  |  | 10 |
| 完整性管理计划制定是否考虑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 |
| 数据收集与整合 | 是否规定了基于完整性管理的数据采集格式要求？ |  |  | 0 | 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 |
| 涉密数据是否按国家或企业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 |
| 重点区域识别管理 | 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？ |  |  | 0 | 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 |
| 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 |
| 风险评估与管理 | 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？ |  |  | 0 | 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 |
| 是否定期开展风险评估？ |  |  | 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？ |  |  | 0 | 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 |
| 开展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相关标准或企业文件要求进行开挖验证？ |  |  | 5 |
| 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 |
| 内腐蚀直接评价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《中华人民共和国特种设备安全法》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？ |  |  | 0 | 10 |
| 缺陷维修响应计划制定是否考虑重点区域的影响？ |  |  | 5 |
| 缺陷维修响应计划制定是否考虑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 | 0 | | | | |

表M.5 完整性事件事故管理评分细则

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 事件与事故管理 | | | | | |
| 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？ |  |  | 0 | 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”/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？ |  |  | 0 | 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，以规范事件事故报告与管理？ |  |  | 0 | 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 |
| 发生事故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 |
| 事故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？（关键项，占比大） |  |  | 5 |
| 事件事故跟踪学习能力 | 企业是否建立事故上报、统计、分析等管理机制？ |  |  | 0 | 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学习与教育？ |  |  | 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 |
| 企业是否建立管道失效数据库和案例库？ |  |  | 3 |
| 总分 |  | | | | |

表M.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 |
| 完整性情况 | 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/（103km·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/（103km·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 |  |  | 0 | 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、误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 **N**  
（资料性）  
城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格

**N**.1 燃气管道日常巡检周期

燃气管道和附属设施巡检周期见表N.1。

表N.1 燃气管道和附属设施巡检周期

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 设施类别 | | 设计压力 | 巡检周期（月） | |
| 未设置自动远传监测装置 | 设置自动远传监测装置 |
| 燃气管道 | 高压管道 | ＞1.6MPa | 1次/天 | 2次/天 |
| 次高压管道 | 0.4MPa≤P≤1.6MPa | 3次/周 | 1次/周 |
| 中压管道 | 0.01MPa≤P≤0.4MPa | 2次/周 | 1次/周 |
| 低压管道 | P＜0.01MPa | 2次/月 | 1次/月 |
| 架空管、桥管、立管等特殊管段 | / | ≤3 | ≤6 |
| 调压  装置 | 调压站 | 次高压以上（进口） | ≤1 | ≤1 |
| 调压室 | 中压→中压 | ≤3 | ≤3 |
| 中压→低压 | ≤3 | ≤6 |
| 落地式调压柜 | 中压→中压 | ≤3 | ≤3 |
| 中压→低压 | ≤3 | ≤6 |
| 悬挂式调压箱 | 中压→低压 | ≤6 | ≤12 |
| 阀门 | | 次高压以上 | ≤6 | ≤12 |
| 中压 | ≤6 | ≤12 |
| 牺牲阳极 | | / | ≤6 | ≤12 |

**N**.2 燃气管道日常检查记录表格

**N**.2.1 燃气管道巡检记录

燃气管道巡检记录见表N.2。

表N.2 燃气管道巡检记录

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 巡检管段区域 |  | 巡检方式 | □车巡 □人员徒步 |
| 巡检起点 |  | 巡检人员 |  |
| 巡检终点 |  | 巡检日期 |  |
| 巡检记录 | 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（该检查导致的维修、维护或测试）： | | |
| 巡检结果 |  | | |
| 记录人员 |  | 审核人员 |  |

**N**.2.2 燃气管道开挖点检查记录

燃气管道开挖点检查记录见表N.3。

表N.3 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（） 粘土（） 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 □未涂层  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它建（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 |  |
| 备注：燃气管道因更换、新建、接管等开挖点或新增接口点检测 | | | |

**N**.2.3 燃气泄漏和维修记录

燃气泄漏和维修记录见表N.4。

表N.4 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  □使用CGI？  □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  □类型：钢（）塑料（）铸铁（）其他（）深度（）  □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：沙（）粘土（）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（）  □其他安装描述：  安装的牺牲阳极：□数量： □重量： 位置和深度：  修理人员： （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 |  |

**N**.2.4 燃气管道泄漏检测和泄漏修复记录

燃气管道泄漏检测和修复记录见表N.5。

表N.5 燃气管道泄漏检测和修复记录

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 检测人员 |  | 检测区域 |  |
| 仪器名称 |  | 泄漏位置 |  |
| 仪器编号 |  | 泄漏等级 | ○Ⅰ ○Ⅱ ○Ⅲ |
| 泄漏具体位置 | 泄漏点详细位置绘制：  泄漏点及周围环境描述： | | |
| 泄漏检测记录 | 泄漏检测方法：  □气体报警仪 □红外/激光 □宏观检查/植被 □泄漏巡检仪  □气味 □探测孔 □其他：  采集数据位置：  □建筑物内 □建筑物附近 □人孔内 □土壤中 □空气中  □其他位置描述：  泄漏检测结果：  □甲烷浓度比(%)： □L.E.L.：  □P.P.M.： □Negative：  检测人员： 检测日期： | | |
| 泄漏原因分析 | 管道类型：  □干线 □支线 □仪表组 □客户管道 □其他  泄漏点地表类型：  □草坪 □土壤 □水泥沥青 □砖砌 □其他  泄漏可能源头：  □干线 □分支 □接头 □阀门 □仪表组 □球座  泄漏原因分析  □腐蚀，外部 □腐蚀，大气 □腐蚀，内部 □开挖破坏 □自然力破坏  □其他外力破坏 □材料、焊接或接头故障 □设备故障 □误操作  □其他： | | |
| 泄漏修复 | 泄漏管道组件：□管道 □阀门 □配件 □接头连接件 □调压器 □其他：  管道材质：□钢管 □铸铁管 □塑料管 □其他  管道规格： 安装年限：  管道状况： □良好 □一般 □差  防腐层状况： □良好 □一般 □差  修复方法：□永久修复： □临时修复：  备注：  修复人员： 修复日期： | | |
| 记录人员 |  | 审核人员 |  |

**N**.2.5 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N.6。

表N.6 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  □适配器 □阀门 □套袖□端盖□另外  5） 泄漏位置：□泄漏区域 ○地上 或 ○地下  □泄漏部位 ○里面 或 ○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） 如果不知道安装年份或制造年份，请提供安装年份：  9） 制造商：  10） 配件名称或型号：  11） 批号：  12） 其他属性：  13） 配件材料：□钢 □塑料 □塑料和钢的组合 □黄铜 □未知的 □另外  14） 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：  15） 故障原因：  □腐蚀  □自然力 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  □误操作 □其他原因：  16） 泄漏是怎么发生的？ ○通过密封或密封泄漏 ○通过配件自身泄漏 ○其他  17） 这是一次需要报告的危险泄漏吗？ ○是 或 ○否 | | | |
| 检查人员 |  | 审核人员 |  |

**N**.2.6 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N.7。

表N.7 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：   1. 分支管线： 规格尺寸： 位置：   泄漏检测方法：  检测结果：  地上入口？  仪表外壳是否可接近且工作状态良好？ ○是 ○否   1. 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：   1. 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 |  |

**N**.2.7 调压器的检查记录

调压器的检查记录见表N.8。

表N.8 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：  调节器是否被敲击（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  调压站是否有看守： ○是 ○否  站内或调压箱杂草清除： ○是 ○否 | | |
| 记录人员 |  | 审核人员 |  |

**N**.2.8 安全阀检查记录

安全阀检查记录见表N.9a，阀门检查记录见表N.9b。

表N.9a 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：  一般区域：  所需维修：  维修工作：  结论： | | |
| 检查人员 |  | 审核人员 |  |

表N.9b 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 |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

**N**.2.9 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N.10。

表N.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 | 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 |  |
| 备注：当检查地面裸露管道是否受到空气腐蚀时，应填写本表。 | | | |

**N**.2.10 阴极保护检查记录

阴极保护检查记录见表N.11。

表N.11 阴极保护检查记录

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 测点编号 | 检测位置：  检测人员：  检测年份： | 土壤电阻率  （欧姆-厘米） | 电流损耗（毫安） | | | | 管地电位(-伏特) | | | |
| 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 **O**  
（资料性）  
城镇燃气管道失效事件管理信息统计表

**O**.1 燃气管道失效事故信息统计

管道和附属设施失效事件信息统计表格式见表O.1。

表O.1 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 |
| --- | --- | --- | --- |
| 科目一 | 科目二 |
| Part A | 1. 失效事件信息 | 1. 发生时间 | 年 月 日 时（24时） |
| 1. 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） |
| 1. 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) |
| 1. 泄漏气体类型 | □天然气 □丙烷气 □合成气 □氢气 □填埋气 □其他： |
| 1. 失效确定依据 | □SCADA系统 □泄漏监测系统 □巡线人员 □公众 □其他： |
| 1. 失效设备 | □管道（材质和压力） □阀门 □住区立管  □其他设备名称： |
| 1. 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 ○阀井（阀门）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） |
| 1. 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： |
| 1. 事件影响 | 事故等级：○重大 ○较大 ○一般 ○其他： |
| Part B | 1. 失效设备信息 | 1. 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： |
| 1. 尺寸规格 | 管径： 壁厚： |
| 1. 压力及等级 | 压力： 等级： |
| 1. 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： |
| 1. 安装信息 | 年份： 年 月 日  安装单位： |
| 1. 服役年限 | 投产时间： 年 月 日  服役年限： 年 |
| 1. 运营管理企业 |  |
| 1. 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 |
| 1. 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 |
| Part C | 1. 失效后果信息 | 1. 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： |
| 1. 火灾爆炸情况 | 是否发生火灾爆炸 ○是○否  火灾情况：持续时间、范围、熄灭方式等描述  爆炸情况：爆炸时间、范围等描述 |
| 1. 人员伤亡情况 | 是否人员伤亡：○是 ○否  伤亡人员统计： 受伤住院： 人 死亡： 人 |
| 1. 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 |
| 1. 环境破坏 | 是否环境破坏：○是 ○否  建（构）筑物损坏：  其他损坏： |
| Part D | 1. 失效原因 | 1. 失效原因判断 | 直接原因：  根本原因： |
| 1. 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：  □自然力：○土体移动 ○暴雨/洪水 ○暴风 ○雪/冰  ○树木/植被根系 ○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  □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/焊接故障：○与设计相关 ○制造相关 ○与安装焊接相关○其他：  □相关设备故障：○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： |
| 1. 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： |
| 1. 附属设施失效 | 是否附属设施失效 ○是○否  附属设施失效描述： |
| 1. 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 |
| Part E | 1. 维修处置信息 | 1. 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： |
| 1. 维抢修队伍 | 名称： 电话： |
| 1. 维抢修及时性 | 收到信息时间：  路上时间：  抢修时间： |
| 1. 现场修复情况 |  |
| 1. 其他补充说明 |  |

**O**.2 燃气管道及附属设施失效年度统计

燃气管道及附属设施失效年度统计见表O.2。

表O.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 | 误操作 | 设备失效 | 其他原因 |
| 1 | 高压与次高压管道 | 钢质管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | 中压管道 | 钢质管道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 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 | 阀门（井） |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 调压设施 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 阴极保护装置 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 凝水缸 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 其他 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

附 录 **P**  
（资料性）  
城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求

**P**.1 燃气管道重点区域识别报告

重点区域识别报告包括如下内容：

1. 概述

概述包括以下内容：

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；

1. 识别结果

识别结果的内容至少包括如下内容：

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) 减缓措施；

4) 再识别日期。

**P**.2 燃气管道风险评估报告

管道风险评估报告包括如下内容：

* 1. 评价概述；
  2. 管道系统概述；
  3. 评价方法；
  4. 危害因素识别结果；
  5. 失效可能性分析结果；
  6. 失效后果分析结果；
  7. 风险判定结果及风险控制措施建议；
  8. 结论和建议。

**P**.3 燃气管道检测报告

**P**.3.1 燃气管道检验报告

城镇燃气管道检验检测评估报告至少包括以下方面的内容：

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） 检验实施：包含检验检测的管道区段、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、下次检验检测日期，缺陷修复或其它安全措施建议，管道安全运行建议。

**P**.3.2 燃气管段压力试验报告

压力试验报告包括如下内容：

1. 工程情况；
2. 试压方案；
3. 记录（见表P.1）；
4. 发现的缺陷与异常；
5. 修复情况；
6. 结论与建议。

表P.1 燃气管段压力试验记录

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 所属单位 |  | | 检测单位 | | |  | |
| 检测日期 |  | | 管段名称 | | |  | |
| 管道类型 |  | | 管道尺寸 | | |  | |
| 管道压力 |  | | 管段起点 | | |  | |
| 管段长度 |  | | 管段终点 | | |  | |
| 检测方法 | 氮气（） 空气（） 燃气（） 水（） 其他（描述）： | | | | | | |
| 压力试验过程 | 开始时间 |  | | 结束时间 | | |  |
| 测试初始压力 |  | | 测试结束压力 | | |  |
| 过程详细描述： | | | | | | |
| 压力试验结果 | 1. 发现泄漏点情况： 2. 泄漏原因分析： 3. 采取的处理措施： | | | | | | |
| 结论 |  | | | | | | |
| 检测人员 |  | | 审核人员 | |  | | |

**P**.3.3 燃气管段泄漏检测记录与报告

燃气管道与附属设施的泄漏检测记录与报告包括如下内容：

1. 检测对象及概况；
2. 依据标准；
3. 检测记录（见表P.2）；
4. 发现的异常及判定结果；
5. 处理情况；
6. 再评价周期；
7. 结论。

**P**.2 燃气管段泄漏检测记录表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 所属单位 |  | | 检测时间 | | |  | |
| 管道名称 |  | | 检测长度 | | |  | |
| 检测起点 |  | | 检测终点 | | |  | |
| 管 径 |  | | 压 力 | | |  | |
| 检测方法 |  | | 检测仪器及编号 | | |  | |
| 泄漏初检 | 泄漏检测点位置坐标、周围情况、燃气浓度值 | | | | | | |
| 泄漏判定 |  | | | | | | |
| 检测孔情况 | 编号 | 时间 | | 浓度 | | | 泄漏部位判定 |
|  |  | |  | | |  |
|  |  | |  | | |  |
| 检测人员 |  | | 审核人员 | |  | | |

**P**.4 燃气管道适用性评价报告

燃气管道评价报告包括如下内容：

1. 管道概况；
2. 评价参照的法规标准；
3. 评价使用的管道相关参数；
4. 检测数据的统计分析；
5. 不同类型缺陷的完整性评价；
6. 评价结论及维修维护建议；
7. 再检测计划建议和管道安全运行建议。

**P**.5 燃气管道效能评价报告

燃气管道效能评价报告包括如下内容：

1. 管道概况；
2. 评价选用方法；
3. 评价指标；
4. 评价过程；
5. 评价结果；
6. 结论与持续改进建议。

参考文献

1. 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
2. ISO/IEC 31010 Risk management – Risk assessment techniques
3. GB/T 19001 质量管理体系 要求
4. [GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定](http://www.baidu.com/link?url=X5KIgUsIBYB5jIcWcnGOqS79h3M355C1b0vClHxv1X-0IDwkVoI7YsVOgI9iFjMFZ2qaoDy_WGARH61_KN1O8K&wd=&eqid=92809b4100001704000000035e450352)
5. GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法
6. GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范
7. GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
8. GB/T 23257 埋地钢质管道聚乙烯防腐层
9. GB/T 27020 合格评定 各类检验机构的运作要求
10. GB 32167 油气输送管道完整性管理规范
11. GB/T 34346 基于风险的油气管道安全隐患分级导则
12. GB/T 35013 承压设备合于使用评价
13. SY/T 6477 含缺陷油气管道剩余强度评价方法
14. SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范
15. TSG D7004 压力管道定期检验规则——公用管道