

团 体 标 准

T/ CASEI XXX—XXXX

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)

××××-××-××发布

××××-××-××实施

中国特种设备检验协会

发布

目 次

目次	I
前言	IV
城镇燃气输配管道完整性管理规范	1
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语、定义	3
4 总则	4
5 完整性管理体系	5
5.1 体系建设	5
5.2 体系审核	6
6 数据采集与管理	6
6.1 一般要求	6
6.2 数据采集	7
6.3 数据对齐	8
6.4 数据移交	8
6.5 数据存储与更新	9
6.6 数据互通与应用	9
7 隐患排查与重点区域识别	9
7.1 一般要求	9
7.2 识别准则	10
7.3 重点区域管理	11
8 风险评价	11
8.1 一般要求	11
8.2 评价方法	12
8.3 评价流程	12
9 检监测与评价	15
9.1 一般要求	15
9.2 自行检查	16
9.3 定期检验	18
9.4 适用性评价	20
9.5 管道监测	22

10	风险消减与管控.....	22
10.1	一般要求.....	22
10.2	钢质燃气管道腐蚀风险控制.....	22
10.3	聚乙烯燃气管道生物损坏风险控制.....	23
10.4	第三方损坏风险控制.....	23
10.5	地质与自然灾害风险控制.....	24
10.6	缺陷修复和更换.....	24
10.7	泄漏管理与处置.....	24
10.8	维修维护.....	25
10.9	应急管理.....	25
11	改造、停用与废弃.....	25
11.1	改造.....	25
11.2	停用.....	26
11.3	废弃.....	26
12	效能评价.....	27
12.1	一般要求.....	27
12.2	评价流程和内容.....	27
13	记录与文件管控.....	28
14	沟通与变更管理.....	28
14.1	沟通管理.....	28
14.2	变更管理.....	28
14.3	宣传教育培训.....	28
15	智能化管理.....	29
15.1	一般要求.....	29
15.2	智能化建设.....	29
	附录 A (资料性附录) 城镇燃气管道完整性管理体系建设.....	30
	附录 B (资料性附录) 城镇燃气管道完整性管理程序指南.....	35
	附录 C (资料性附录) 城镇燃气管道完整性管理体系审核.....	44
	附录 D (资料性附录) 数据采集、整合与管理清单.....	47
	附录 E (资料性附录) 城镇燃气管道重点区域识别记录表与清单.....	55
	附录 F (资料性附录) 城镇燃气管道风险评估方法.....	57
	附录 G (资料性附录) 城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格.....	67
	附录 H (规范性附录) 城镇燃气管道检测与监测方法.....	77
	附录 I (规范性附录) 城镇燃气管道评价方法推荐.....	87
	附录 J (资料性附录) 城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求.....	90

附录 K（资料性附录）建设期燃气管道完整性管理	94
附录 L（规范性附录）城镇燃气管道常用风险控制措施	106
附录 M（资料性附录）城镇燃气管道效能评价	111
参考文献.....	119

前 言

本文件按 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第一部分：标准化文件的结构和起草规则》给出的规则起草。

本文件由中国特种设备检验协会提出并归口。

本文件起草单位：略。

本文件主要起草人：略。

本文件为首次发布。

城镇燃气输配管道完整性管理规范

1 范围

1.1 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。

1.2 本文件适用于以下城镇燃气输配管道：

a) 燃气管道：中由门站、储配站、各类气源厂站等燃气厂站至用户立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，适用范围见图 1；

b) 附属设施包括线路阀门井（室）、调压站（含调压箱）、凝水缸、阴极保护装置等。

1.3 本文件不适用于以下城镇燃气输配管道：

a) 城镇燃气门站之前按照 GB 50251《输气管道工程设计规范》和 GB/T 34275《压力管道规范 长输管道》设计的长输天然气管道；

b) 燃气系统中厂站内（调压站除外）的燃气管道；

c) 工业用户内部燃气管道（以厂界划分）；

d) 商业或居民用户引入管、立管和水平干管（以室外配气支管与引入管连接处为界）。

注：资产属于管道燃气经营企业或委托管道燃气经营企业运行管理的引入管完整性管理可参照执行。

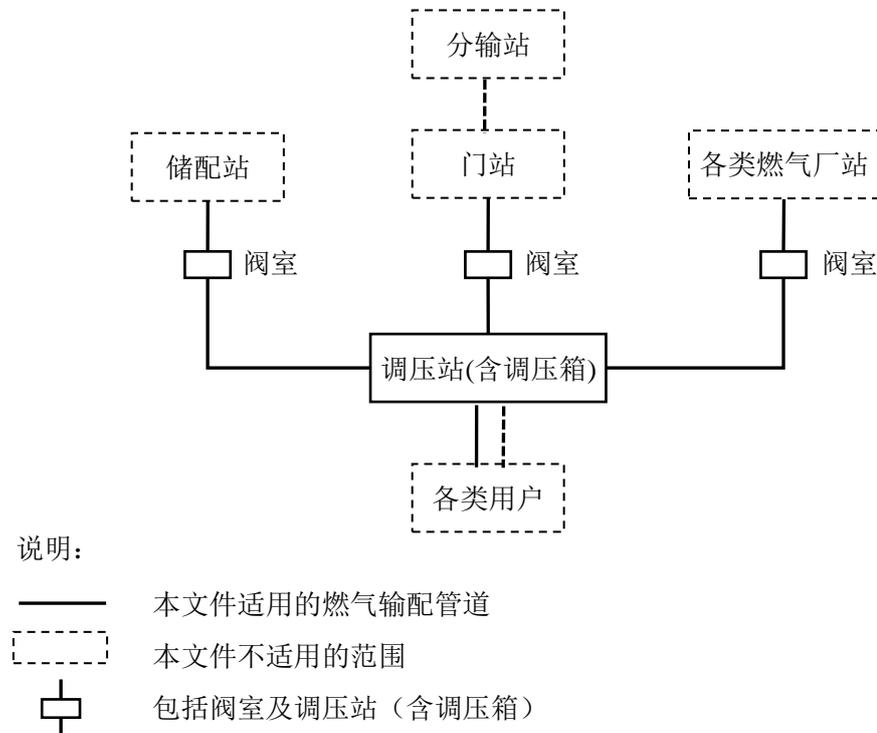


图 1 本文件适用的燃气管道范围

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件，凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB 15558.1 燃气用埋地聚乙烯(PE)管道系统 第1部分：管材
- GB 15558.2 燃气用埋地聚乙烯(PE)管道系统 第2部分：管件
- GB 15558.3 燃气用埋地聚乙烯(PE)管道系统 第3部分：阀门
- GB/T 19285 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验
- GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定
- GB T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法
- GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范
- GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
- GB/T 23257 埋地钢质管道聚乙烯防腐层
- 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 29460 含缺陷聚乙烯管道电熔接头安全评定
- 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 34346 基于风险的油气管道安全隐患分级导则
- 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 35013 承压设备合于使用评价
- 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 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

NB/T 47013.11 承压设备无损检测 第 11 部分：X 射线数字成像检测
NB/T 47013.15 承压设备无损检测 第 15 部分：相控阵超声检测
TSG D7003 压力管道定期检验规则——长输管道
TSG D7004 压力管道定期检验规则——公用管道
TSG D7005 压力管道定期检验规则——工业管道
T/CASEI 006-2022 在役聚乙烯管道检验与评价
T/CASEI 009-2022 压力管道施工监督检验实施导则——公用管道
T/CASEI 010-2022 压力管道元件制造监督检验实施导则

3 术语、定义

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，将风险控制在合理、可接受的范围内，最终实现安全、可靠、经济运行的目的，本文简称“完整性管理”。

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，简称燃气企业。

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

隐患 hazard

在燃气管道建设或运行过程中，由于管道及附属设施的外部环境条件变化，以及未执行法律法规、标准规范的要求，导致存在可能造成人身伤害、环境污染或经济损失的不安全状态。隐患按风险可接受程度可划分为一般隐患、较大隐患和重大隐患。

3.7

中心线测量 center line mapping

T/ CASE1 ×××—××××

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。

3.8

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。

3.9

风险管理决策 risk management decisions

根据风险评估结果，对燃气管道开展针对性风险决策管理的过程，以降低风险。风险管理决策包括设计路由选择、基线检测中风险等级确定、高风险管段风险消减和管控措施、降风险措施有效性和优先级评估、实施方案的效益成本分析、完整性管理周期确定等。

3.10

定期检验 periodic inspection

特种设备检验机构按照一定的时间周期，根据相关安全技术规范和标准的规定，对在用属于压力管道的燃气管道安全状况进行的符合性验证活动。

3.11

自行检查 independent inspection

管道燃气经营企业在定期检验的要求以外，自主开展的其他检验、检测活动。

3.12

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。

3.13

适用性评价 fitness for service assessment

对含有缺陷或损伤的燃气管道进行的一种评价，以确定在预期的工作条件下是否可以继续安全运行。

4 总则

4.1 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。

4.2 从事属于特种设备的燃气管道检验检测机构和人员，资质要求应满足特种设备相关法律法规规定。

4.3 燃气企业开展完整性管理工作时，应根据自身特点和管理需求，针对燃气管道完整性管理流程、模式、关键环节和具体要求，建立完整性管理体系。

4.4 燃气企业应围绕完整性管理要素，周期性开展完整性管理体系审核工作，并持续改进。

4.5 燃气企业应规定完整性管理的组织机构以及相关岗位职责，并定期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。

4.6 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。

- 4.7 燃气企业宜根据管道压力等级、材质、使用年限、沿线环境情况等属性分类分级管理。
- 4.8 燃气企业应建立泄漏、第三方损坏、地质与自然灾害等专项失效管理。
- 4.9 燃气企业宜建立管道完整性管理信息系统（PIMS）。
- 4.10 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。
- 4.11 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。
- 4.12 燃气企业应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。

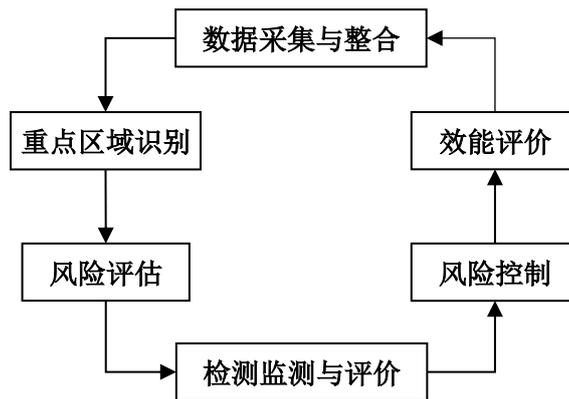


图 2 完整性管理工作流程

5 完整性管理体系

5.1 体系建设

5.1.1 燃气企业应从管理、技术、信息平台三个方面建立完整性管理体系，完整性管理体系建设指南见附录 A。

5.1.2 完整性管理体系的构建应遵循以下原则：

- a) 体系要素贯穿完整性管理全过程，支持管理决策；
- 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) 以企业现行管理体系为基础。

5.1.3 燃气企业应按照完整性管理的基本要求编制体系文件。体系文件应能支撑完整性管理的计划、实施、审核、培训、持续改进等程序工作，宜从总则、程序文件、作业文件三个层级编制，并根据体系运行需求不断完善。相关完整性管理程序要求见附录 B。

5.1.4 燃气企业每年应制定完整性管理计划，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) 工作计划一般应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、效能评价、人员培训等。首次制定工作时还应包括组织机构建设、体系文件建设、人员培训、变更管理、质量控制、合规性管理、沟通、记录与文档等。

5.1.5 完整性管理计划由燃气企业完整性管理工作负责人或授权人审查批准，必要时可征求领域内专家的意见。

5.1.6 完整性管理计划执行过程产生的各项记录应及时归档，保存期限至少到下一个评价周期。

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，重点审核下列内容：

- 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组织，审核方式根据自身需求选择，包括内部、外部和专项审核，选择依据见附录 C.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能力的第三方技术机构执行，体系审核过程见附录 C.3。

5.2.4 燃气企业应制定内部审核程序，并应包括下列内容：

- a) 审核目的、准则、范围、频次；
- b) 审核方案；
- c) 内部审核计划，并按计划执行，必要时增加审核频次；
- d) 对审核中发现的问题采取针对性的纠正和预防措施；
- e) 跟踪并验证纠正和预防措施的有效性；
- f) 记录审核结果，编制审核报告；
- g) 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，应检查下列内容：

- 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 当发生严重安全生产事故时，应根据事故原因对相应要素开展专项审核。

5.2.7 完整性管理体系审核周期不宜超过 3 年。

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 数据采集与管理

6.1 一般要求

6.1.1 新建管道的数据采集与整合工作应从设计阶段开始，并在完整性管理全生命周期中持续进行。

6.1.2 已建管道的数据采集与整合宜满足完整性管理各环节数据分析与评价需求，必要的数据不完整时，可通过现场采集进行补充。

6.1.3 采集的数据应真实有效。必要时，可对收集到的各类数据进行对比、分析及整理，保证数据质量。

6.1.4 数据采集与整合应明确数据采集的种类和属性，并统一数据格式。燃气管道数据采集清单可参考附录 D。

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、焊接记录、无损检测文件、阴极保护质量等数据；
- d) 设计压力 $>0.1\text{MPa}$ 的管道中心线测量数据，包括管道地理坐标、高程、埋深数据，与沿线地上公路、铁路、河流、建（构）筑物、边界点等交汇坐标数据，以及与沿线地下管线和基础设施等交汇点坐标数据。钢质管道宜标注环焊缝、管件、附属设施、拐角点等中心坐标数据。聚乙烯管道宜标注焊缝类型、自动焊缝、阀井、钢塑转换接头等中心坐标数据；
- e) 设计压力 $\leq 0.1\text{MPa}$ 的管道宜包括地理坐标和埋深数据，必要时宜采集沿线建（构）筑物、敷设设施和拐角点等坐标数据；
- f) 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) 运行管理制度及程序文件；
- b) 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；
- c) 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；
- d) 改造或修理资料，包括修理改造施工方案和竣工资料，以及修理改造监督检验资料。

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) 定期检验、专项检测报告；
- b) 年度检查报告；
- c) 日常检查记录；
- d) 重点区域识别、风险评估报告；
- e) 隐患排查及整改报告；
- f) 老化更新改造评估资料；
- g) 安全附件及仪表的校准、校验资料。

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、生物损坏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；

T/ CASE1 ×××—××××

- 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) 停用的时间和原因;
- b) 废弃处置方法等其他报告。

6.2.2 数据采集方法

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

6.2.2.2 新建管道数据采集:

- a) 设计压力 $>0.1\text{MPa}$ 的管道中心线测量应在施工阶段进行,并在回填之前完成。中心线测量坐标数据应采用 CGCS 2000 国家大地坐标和 1985 国家高程基准;
- b) 设计压力 $\leq 0.1\text{MPa}$ 的管道宜在投用前及时完成地理坐标和埋深数据测量。

6.2.2.3 已建管道数据采集:

- a) 具备通球条件的管道,可采用管道内检测技术结合惯性导航测绘确定管道中心线坐标;
- b) 重点区域的管道,宜选用惯性导航测绘方法确定管道中心线坐标;
- c) 不具备通球条件的钢质管道,以及示踪线有效的聚乙烯管道,宜通过地面测绘方法或参考 CJJ 61 标准中的地下管线探测技术确定管道坐标;
- d) 示踪线失效的聚乙烯燃气管道宜通过探地雷达、多频声波等探测法确定管道的位置,必要时,应采用开挖确认、资料分析或其他有效方法进行确认。

6.2.2.4 管道本身属性数据可通过安装竣工验收资料、检验检测记录采集,必要时宜通过现场调查或影像数字化进行收集。

6.2.2.5 管道周边环境数据可通过地理信息系统、工程测量、卫星遥感影像等方法收集。

6.2.2.6 在管道运行阶段,应根据完整性管理要求定期采集和更新相关数据。

6.2.2.7 更新改造管道应按照 6.2.2.2 重新采集数据,并及时进行数据更新。

6.3 数据对齐

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

6.3.2 完成内检测的中心线对齐应以环焊缝编号或管件编码为基准。没有进行过内检测的中心线对齐应基于测绘数据,测绘数据精度不能满足要求时,宜根据检测和补充测绘结果更新中心线坐标。

6.3.3 聚乙烯管道应以自动焊缝或阀井坐标数据为基准,并对附属设施和周边环境等数据进行对齐。

6.3.4 当内检测数据与测绘数据均出现偏差时,应进行开挖测量校准。

6.4 数据移交

6.4.1 新建管道在运行之前,一般管道设计、安装和测绘等单位应将管道设计资料、中心线数据、施工记录、评估报告等管道数据提交给燃气企业。

- 6.4.2 运行管道经营权发生变更的，建设期与运行期数据应及时进行移交。
- 6.4.3 数据形式包括纸质数据和电子数据，纸质数据可按竣工资料要求的格式和内容提交，电子数据应按燃气企业完整性管理工作要求制定数据标准格式提交。
- 6.4.4 移交方应确保移交数据的准确性、完整性。

6.5 数据存储与更新

- 6.5.1 应采用结构化的实体数据模型，实现全生命周期数据的管理和有效维护。
- 6.5.2 结构化数据的存储宜通过搭建基于数据模型的数据库进行存储。
- 6.5.3 文档、图片、视频等非结构化数据的存储应建立文件清单。非结构数据应保证提交数据与文件清单相一致。
- 6.5.4 纸质数据存储应符合相关标准规范和管理制度要求。
- 6.5.5 存储的数据格式宜保持一致性，应采取管理措施确保数据精度和时效性。
- 6.5.6 应定期更新数据，更新改造、停用和报废、重大隐患和重点区域变化应及时更新数据，除监测数据外其他存在变动的数据，应每月更新至少1次。
- 6.5.7 应建立数据审查制度，新建和更新的数据应进行审查，存储的数据宜进行例行性检查确保其一致性和完整性。
- 6.5.8 更新应标识版本详细信息，并能通过历史数据和当前数据的比较反映管道及周边环境的变化，宜保留历史数据。

6.6 数据互通与应用

- 6.6.1 应依据完整性管理体系建立数据共享机制、数据互通与应用权限。
- 6.6.2 应根据业务需求建立数据流程，实现数据互通与应用中的节点追踪。
- 6.6.3 应按照统一的数据传输接口规范和数据交换格式，实现管道监测数据的规范传输与交互共享。

7 隐患排查与重点区域识别

7.1 一般要求

- 7.1.1 燃气企业应根据国家法律法规和标准规范的要求，建立燃气管道隐患分级、分类治理模式，可参照 GB/T 34346 或其他标准规范进行隐患排查与分级，隐患按照风险可接受程度可划分为一般隐患、较大隐患和重大隐患。
- 7.1.2 隐患排查和评级工作应定期实施，实施时间和间隔应根据完整性管理规范和前次工作结论综合确定。
- 7.1.3 当管道属性和周边环境发生较大变化时，应再次进行隐患排查和评级。
- 7.1.4 较大以上隐患应及时处置。
- 7.1.5 根据管道特性及敷设环境，城镇燃气管道重点区域分为公众聚集区、易燃易爆、密闭空间等特殊场所。
- 7.1.6 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。

T/ CASE1 ×××—××××

7.1.7 重点区域识别可采用地理信息系统识别或现场调查。

7.1.8 设计压力>1.6MPa 的管道沿管道中心线两侧各 200m 或最小控制区范围内，任意划分为 1.6km 长并能包括最多供人居住的独立建筑物数量的地段，作为重点区域单元。

7.1.9 0.1MPa<设计压力≤1.6MPa 的管道沿管道中心线两侧各 50m 或最小控制范围内，任意划分为 2km 长并能包括最多供人居住的独立建筑物数量的地段，作为重点区域单元。

7.1.10 设计压力≤0.1MPa 的管道最小保护范围内，任意住宅区、道路、商业区、市场、医院、学校等独立区域，作为重点区域单元。

7.1.11 重点区域识别间隔周期不应超过 12 个月。

7.2 识别准则

7.2.1 设计压力>1.6MPa 的管道经过区域表 1 识别项中任意一条的为重点区域。

表 1 设计压力>1.6MPa 管道重点区域识别分级表

识别项	分级
a) 管道经过的四级地区，地区等级按照 GB 50028、GB 38942 中相关规定执行	III级
b) 管道最小保护范围内有易燃易爆场所	III级
c) 管道经过的三级地区	II级
d) 除三级、四级地区外，管道两侧各 200m 内有加油站、油库等易燃易爆场所	II级
e) 管道两侧各 200m 内有特定场所 I 的区域	II级
f) 管道两侧各 50m 内有爆破、取土等作业，放置危险化学品	II级
g) 管道两侧各 200m 内有特定场所 II 的区域	I级
h) 管道两侧各 50m 内有人员居住的建（构）筑物区域	I级
注：1. 特定场所 I：医院、学校、托儿所、幼儿园、养老院、监狱、商场等人群疏散困难的建筑区域； 2. 特地场所 II：在一自然年之内累计至少有 50d 聚集 30 人或更多人的集贸市场、寺庙、运动场、广场、娱乐休闲地、剧院、露营地等区域； 3. 当识别的重点区域的区段相互重叠或相隔不超过 50m 时，作为一个重点区域管理。	

7.2.2 设计压力≤1.6MPa 的管道经过区域表 2 识别项中任意一条的为重点区域。

表 2 设计压力≤1.6MPa 管道重点区域识别分级表

识别项	分级
a) 管道两侧各 50m 内有加油站、油库等易燃易爆场所	III级
b) 设计压力>0.1MPa 管道两侧最小控制范围内有特定场所 I 的区域	II级
c) 设计压力>0.1MPa 管道两侧最小控制范围内有爆破、取土等作业，放置危险化学品	II级
d) 设计压力≤0.1MPa 管道两侧最小保护范围内有密闭空间的区域	II级
e) 与其它铁路、公路等建（构）筑物、相邻管道间距不满足 GB55009 和 GB50028 要求的区域	I级
f) 设计压力>0.1MPa 管道两侧最小控制范围内有特定场所 II 的区域	I级

注：1. 管道最小控制范围和最小保护范围应符合 GB 55009 的相关规定；
2. 当识别的设计压力 $>0.1\text{MPa}$ 非住宅区、道路、商业区、市场、医院、学校等独立区域的管道，重点区域的区段相互重叠或相隔不超过 100m 时，作为一个重点区域管理。

7.2.3 重点区域等级分为三级，I 级表示最小的严重程度，III 级表示最大的严重程度。

7.3 重点区域管理

7.3.1 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，应制定专项应急预案。

7.3.2 存在重大隐患的燃气管道设施，隐患处置前应按照 III 级重点区域进行管理。

7.3.3 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。

7.3.4 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，见附录 E。

7.3.5 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 风险评价

8.1 一般要求

8.1.1 燃气企业应定期识别影响管道完整性的危害因素，分析管道失效的可能性及后果，判定风险水平，并根据结果确定风险消减措施的优先顺序。

8.1.2 实施基于风险的检验应包括风险预评价和风险再评价，根据风险预评价结果制定检验策略，风险再评价在现场检验完成后实施，并确定风险消减措施和计划。

8.1.3 新建、改线或老化更新改造的燃气管道应贯穿于设计、施工和试运行等建设期的全过程。各阶段应进行危害因素识别和风险评价，根据风险评价的结果进行设计、施工和检修优化。依据设计资料评价可能出现的风险因素和控制措施，一般包括以下内容：

- a) 考虑腐蚀、老化等影响因素，合理选择管道材质、壁厚、防腐等；
- b) 杂散电流、土壤特性、人员聚集等外部环境可能导致的损伤；
- c) 施工中的焊接缺陷，外观、几何尺寸和结构的偏差对完整性的影响；
- d) 施工和运行阶段可能导致风险的其他因素。

8.1.4 使用时间达到设计使用年限或者设计文件中未规定设计使用年限，但实际使用超过 20 年的钢质管道，以及实际使用超过 30 年的聚乙烯管道，应结合老化评估改造开展风险评价。

8.1.5 设计压力 $>0.1\text{MPa}$ 的管道投产后，应在 1 年内完成运行阶段首次风险评价工作，风险评价的时间间隔应根据风险评价的结论来确定，且不易超过 3 年。

8.1.6 设计压力 $\leq 0.1\text{MPa}$ 管道应结合隐患排查与重点区域识别结果实施风险评价，当存在较大以上隐患或重点区域时，应对重点区域单元内管道设施进行风险评价。

8.1.7 属于下列情况之一的燃气管道，应及时开展风险评价：

- a) 发生管道事故的；
- b) 沿线环境发生重大变化的；

T/CASEI ×××—××××

- c) 新增管道设施重大隐患或重点区域的；
- d) 发生地质与自然灾害且对管道构成影响的。

8.1.8 属于压力管道的应由具备相应特种设备检验资质的第三方机构开展评价。不属于压力管道的，可由燃气企业自行开展评价，宜可委托具备相应特种设备检验资质的第三方机构或燃气专业单位开展评估。

8.1.9 评价人员应经专业技术培训，并对评价的合规性和真实性负责。

8.2 评价方法

8.2.1 评价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、压力等确定评价方法，制定评价方案。可采用一种或多种管道风险评价方法，评价方法见附录 F.1。

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

8.2.3 钢质燃气管道风险评价方法可参照 GB/T 27512 或其他标准，聚乙烯燃气管道风险评价方法可参照 T/CASEI 006 或其他标准。

8.2.4 鼓励规模较大的燃气企业结合实时监测数据开展动态风险评价。

8.3 评价流程

8.3.1 风险评价流程包括以下主要步骤，评价的流程见图 3：

- a) 确定评价对象；
- b) 数据收集；
- c) 危害因素识别；
- d) 单元划分；
- e) 失效可能性和失效后果计算；
- f) 风险等级判定；
- g) 提出风险控制措施；
- h) 风险再评估；
- i) 编制评价报告。

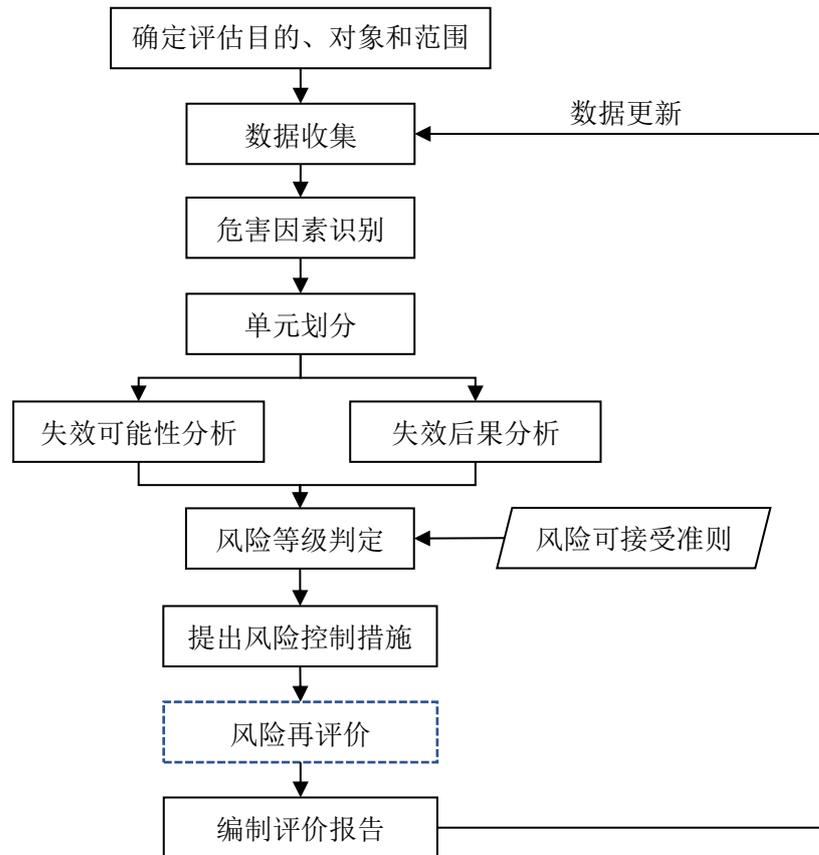


图 3 风险评价流程

8.3.2 风险评价详细执行步骤和操作细节可参考附录 F。

8.3.3 确定评价对象

应根据开展风险评价的主要目的和关注的问题，确定风险评价对象。

8.3.4 危害因素识别

8.3.4.1 应当根据资料分析辨识危害管道结构完整性的潜在危险，常见的潜在危险主要分为以下几种：

- 固有危险，如制管有关的焊缝缺陷、管体缺陷等，安装施工有关的环焊缝缺陷、褶皱、变形、凹陷、磨损等缺陷等；
- 运行过程中与时间有关的危险，如钢质管道的内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀，聚乙烯管道的老化；
- 运行过程中与时间无关的危险，如第三方破坏、外力破坏、误操作、生物损坏、自然与地质灾害等。

8.3.4.2 应定期进行管道危害因素识别，应识别不符合国家法律法规和强制性标准规范要求的管道状况。

8.3.4.3 建设期对识别出的危害因素应逐一评价、落实各个风险点的风险控制措施。

8.3.5 数据收集

8.3.5.1 收集的数据应反映评价对象各阶段风险的实际状况，并应包含风险评价所要求的必要数据。

8.3.5.2 首次评价时收集的数据应包括但不限于以下内容：

- 管道基本属性信息：如管道的规格、材质、防腐/保温层类型、设计参数、设计/安装时间、焊接施工工艺、聚乙烯管道焊接记录、路由位置、埋地段覆土厚度、腐蚀防护措施等；

- b) 管道运行维护数据：如管道的运行参数、监测系统运行记录、检验检测报告、风险评价报告、安全管理与风险监控措施、维修及更换记录、历史失效数据记录等；
- c) 管道外部环境信息：如管道的土壤腐蚀性、杂散电流干扰情况、周边自然气候与地质情况、沿线建（构）筑物及公共基础设施分布情况、人员活动、卫星图像等。

8.3.5.3 再次评价时可仅收集存在变化的数据。

8.3.6 单元划分

8.3.6.1 应根据管道的属性和管道周边环境对管道进行单元划分，穿跨越段应按独立单元划分。

8.3.6.2 次高压以上燃气管道应按管道压力、管道规格、管道使用年限、重点区域顺序划分评价单元。

8.3.6.3 中压燃气管道应按管道材质、管道压力、管道规格、管道使用年限、重点区域顺序划分评价单元。

8.3.6.4 低压燃气管道可按住宅区、道路、商业区、市场、医院、学校等独立区域作为评价单元。

8.3.7 失效可能性分析

8.3.7.1 失效可能性分析采用的方法应以评价对象、评价数据和分析模型确定。

8.3.7.2 可采用定性或定量评价方法对划分的每个单元确定其失效可能性。

8.3.7.3 应利用多次检验检测数据比对和监测数据进行验证并修正失效可能性。

8.3.7.4 可利用历史失效数据对评价结果进行验证。

8.3.8 失效后果分析

8.3.8.1 应分析管道失效对周边人员、财产和环境潜在不利影响的严重程度，应考虑停输造成的社会影响。

8.3.8.2 可采用定性或定量评价方法对划分的每个单元确定其失效后果。重点区域Ⅲ级的失效后果应采用定量评价方法。

8.3.9 风险等级判定

8.3.9.1 确定风险可接受准则应考虑国家法律法规和标准的相关要求，同时参照国内外燃气行业已确定的风险可接受准则。

8.3.9.2 根据风险可接受准则计算各单元的风险值判定风险等级，风险值是失效可能性 S 与失效后果 C 两个因素的综合，风险值 R 按式（1）计算：

$$R=SC \tag{1}$$

8.3.9.3 风险等级一般分为低风险、中等风险、较高风险、高风险，风险等级划分见表 3 所示。

表 3 风险等级划分

风险值 R	$0 \leq R < 3600$	$3600 \leq R < 7800$	$7800 \leq R < 12600$	$12600 \leq R \leq 15000$
风险等级	低风险	中风险	较高风险	高风险

8.3.9.4 对不可接受的风险应进行风险分析，确保评价因素准确可靠，并采取有效风险消减措施来降低风险。

8.3.10 提出风险控制措施

8.3.10.1 当风险判定为不可接受时应进行风险分析，应提出风险控制措施建议，并分析其有效性。

8.3.10.2 风险控制措施包括降低失效可能性的措施和降低失效后果的措施。

8.3.11 风险再评价

8.3.11.1 中压以上燃气管道风险评价的时间间隔应根据完整性管理的要求来确定。

8.3.11.2 低压燃气管道风险评价的时间间隔可根据企业安全管理需要来确定。

8.3.11.3 当采取风险降低措施、上次风险评价到期以及发生 8.1.7 条时，应重新进行风险分析。

8.3.12 报告

8.3.12.1 风险评价报告应包含评价过程和结果，并描述所采用评价方法的局限性和评价因素的不确定性。

8.3.12.2 风险评价报告包括以下内容：

- a) 评价概述；
- b) 管道概述；
- c) 评价方法；
- d) 危害因素识别结果；
- e) 单元划分；
- f) 失效可能性分析结果；
- g) 失效后果分析结果；
- h) 风险计算结果及风险消滅措施建议；
- i) 风险再评估结果（若有）；
- j) 风险因素敏感性和不确定性分析；
- k) 问题讨论；
- l) 结论和建议。

9 检监测与评价

9.1 一般要求

9.1.1 宜根据新建、改线或老化更新改造的燃气管道的危害因素识别和风险评价结果，以抽查的形式采用适用的技术对管道元件进行质量检测。

9.1.2 当压力管道元件有型式试验和制造监督检验要求的应按照相关安全技术规范进行检验。埋弧焊钢管、聚乙烯管以及元件组合装置中的燃气调压装置、减温减压装置、工厂化预制管段、流量计（壳体）应依据 TSG D7006 进行制造监督检验。

9.1.3 建设期应对燃气压力管道依据 TSG D7006 进行安装监督检验。

9.1.4 高压燃气管道投产前宜开展内检测，对其发现的特征进行分类，依据相关施工标准的要求进行修复，并记录在案。中压钢质燃气管道和次高压燃气管道投产前宜抽查阴极保护有效性、外防腐层质量及破损点、杂散电流干扰等状况。中压聚乙烯管道投产前宜抽查钢塑转换接头、示踪线（若有）和焊接接头等质量。低压燃气管道投产前可根据安装质量和主要损伤类型确定抽查项目及比例。

9.1.5 在用燃气管道的检验评价主要包括自行检查和定期检验。自行检查分为日常巡查、年度检查和专项检测评价。定期检验可以采用资料审查、现场检验和适用性评价的常规检验方法或根据管道的额损伤模式和风险水平结合管道使用情况采用基于风险的检验方法。

9.1.6 自行检查可由燃气企业自行开展检测，年度检查可委托具备相应特种设备检验资质的第三方机构开展。

9.1.7 定期检验应由具备相应特种设备检验资质的第三方机构开展检验，应在年度检查的基础上开展，并符合国家特种设备相关法律法规、安全技术规范和有关标准的要求。

9.1.8 定期检验一般由燃气企业负责组织，由具有资质和能力的检验机构负责实施。燃气企业应当制定检验计划，做好相应检验准备、配合和安全监护工作，对检验中发现的问题提出处理措施并负责落实。

9.1.9 燃气企业应根据管道运行状况、主要损伤类型和技术适用性开展腐蚀环境、泄漏、沉降、第三方破坏等监测工作。

9.1.10 燃气管道检测监测使用的仪器和测量工具应在有效的检定或校准期内。

9.2 自行检查

9.2.1 日常巡查

9.2.1.1 燃气企业应根据管道特点和风险情况建立日常巡查管理制度，一般以外观检查为主，必要时进行泄漏检测、阴保有效性检测等。

9.2.1.2 日常巡查发现的异常和变化信息应及时上报并跟踪，实现闭环管理。

9.2.1.3 日常巡查的方式可根据完整性管理方案，选择人工巡查或飞行器巡查等。

9.2.1.4 燃气企业宜建立巡检系统。

9.2.1.5 巡检人员应经受相关培训，熟知巡检范围内管道设施基本情况，能够正确应用巡检工具和检测设备。

9.2.1.6 巡检内容和要求应符合 CJJ 51 标准要求，外观检查包括但不限于：

- a) 在燃气管道设施保护范围内不应有土体坍塌、滑坡、下沉等现象，管道不应裸露；
- b) 未经批准不得进行爆破和取土等作业；
- c) 燃气管道上方不应堆积、焚烧垃圾或放置易燃易爆危险物品、种植深根植物及搭建建（构）筑物等；
- d) 燃气管道沿线不应有燃气异味、水面冒泡、树草枯萎和积雪表面有黄斑等异常现象或燃气泄出声响等；
- e) 燃气管道附件及标志不得丢失、移动、被覆盖或损坏；
- f) 阀门井（室）、调压站（含调压箱）是否漏气，附属设施是否完好，阀门井内不得积水、坍塌，不得有妨碍阀门操作的堆积物；
- g) 架空管道及附件防腐涂层应完好，支撑件应完好；
- h) 聚乙烯管道周边是否存在白蚁、老鼠啃咬等生物损坏情况；
- i) 安全阀是否在校验有效期内，压力表是否在校定有效期内（适用于有检定要求的压力表），紧急切断阀性能是否满足要求；
- j) 阴极保护系统运行状况。

9.2.1.7 在燃气管道保护范围内施工时，应对可能影响燃气管道安全运行的施工现场加强巡查与现场监护，应设立临时警示标志。施工过程中如有可能造成燃气管道的损坏或使管道悬空等，应及时采取有效的保护措施。临时暴露的聚乙烯管道，应采取防阳光直晒及防外界高温和火源的措施。

9.2.1.8 应采用泄漏检测设备参照 CJJ 95 等相关标准规范定期进行泄漏检测，重点检测重点区域以及阀门井（室）、调压站（含调压箱）等易发生泄漏的位置。

9.2.1.9 应参照 GB/T 19285 等相关标准规范对钢质燃气管道定期进行阴保有效性检测。应在杂散电流干扰源调查的基础上定期进行杂散电流检测及评价，超过标准允许范围的应及时进行排流。

9.2.1.10 燃气企业应制定巡查周期，高压燃气管道及重点区域管道巡查周期应每天不低于 1 次，次高压燃气管道巡查周期应每周不低于 3 次，中压燃气管道巡查周期应每周不低于 1 次，低压燃气

管道巡查周期宜每月不低于 2 次。

9.2.1.11 应详细记录巡查工作内容，巡查记录表格见附录 G。

9.2.1.12 巡查中发现的异常进行现场处理时，应符合下列规定：

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) 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，巡查人员在巡查中及时处置修复，并进行记录。不能修复的，应按要求上报。

9.2.2 年度检查

9.2.2.1 年度检查是指在运行过程中的常规性检查，年度检查至少每年 1 次。

9.2.2.2 检查人员应对管道运行记录、管道隐患监护措施实施情况记录、管道改造施工记录、检修报告、管道故障处理记录等资料进行审查，并记录审查情况。

9.2.2.3 年度检查应当以宏观检查和安全附件与仪表检验为主，必要时进行腐蚀防护系统检查，部分检查项目可以结合日常巡线进行。在开展定期检验的年度，可以只做定期检验未覆盖的项目和内容。

9.2.2.4 高压燃气管道年度检查的项目应当包括资料审查、宏观检查、防腐（保温）层检查、电性能测试、阴极保护系统测试、壁厚测定、地质条件调查、安全附件与仪表检查。年度检查按照 TSG D7003 及相关标准规范。

9.2.2.5 次高压燃气管道和中压燃气管道的年度检查的项目应当包括资料审查、宏观检查、防腐（保温）层检查、电性能测试、阴极保护系统测试、壁厚测定、安全附件与仪表检查。年度检查按照 TSG D7004、T/CASEI 006 及相关标准规范。

9.2.2.6 有条件的燃气企业可对低压燃气管道进行年度检查，检查的项目宜包括资料审查、宏观检查，必要时进行壁厚测定和泄漏检查。宏观检查内容参照 TSG D7004、T/CASEI 006 及相关标准规范。

9.2.2.7 检查重点部位包括但不限于：

a) 管道穿、跨越段；

b) 管道出土、入土点，管道阀门井（室）、调压站（含调压箱）以及分输点；

c) 重点区域内的管道；

d) 经过地表宜沉降区域的管道；

e) 工作条件苛刻以及承受交变载荷的管道；

f) 曾经发生过泄漏以及经抢险抢修过的管道；

g) 地质灾害发生比较频繁地区的管道；

h) 受杂散电流干扰严重的钢质燃气管道；

i) 检验人员认为的其他危险点。

9.2.2.8 年度检查工作完成后，检查人员应根据实际情况作出符合要求、基本符合要求和不符合要求的结论。检查的问题需要处理时，燃气企业应当及时采取措施对问题进行处理。

T/CASEI ×××—××××

9.2.2.9 燃气企业应当将年度检查报告及记录存档，保存期限至少到下一个定期检验周期。有条件的燃气企业宜将年度检查主要检测数据录入完整性管理信息系统或地理信息系统。

9.2.3 专项检测评价

9.2.3.1 专项检测评价指特殊结构、复杂条件等管道的安全状况检测与评价，一般由燃气企业委托第三方机构或单位完成。

9.2.3.2 管道穿跨越段的检验参照 GB/T 37369 的规定执行。

9.2.3.3 特殊工况及复杂地质条件下的管道检验评价宜采用有限元方法或参照相关标准规范执行。

9.2.3.4 聚乙烯管道剩余寿命预测参照 T/CASEI 006 的规定执行。

9.3 定期检验

9.3.1 资料审查

检验前，燃气企业应当向检验机构提交以下资料，并且对提交资料的真实性、一致性和完整性负责。检验人员应该根据检验的需要，对资料进行审查。

- a) 设计资料，包括设计单位资质证明，设计、安装说明书，设计图样，强度计算书等；
- b) 安装资料，包括安装单位资质证明，竣工验收资料，以及管道安装监督检验证书和报告等；
- c) 改造或者修理资料，包括设计方案、施工方案和竣工验收资料，以及安全技术规范要求的改造和重大修理监督检验证书和报告等；
- d) 使用管理资料，包括运行记录，运行条件变化情况记录，运行中出现异常及处理情况记录等；
- e) 检验、检查资料，包括安全附件校准、校验资料，定期检验周期内的年度检查报告和上一周期的定期检验报告；
- f) 管道监督检验和定期检验信息化管理要求的相关资料；
- g) 检验人员认为定期检验所需要的其他资料。

9.3.2 方案制定

9.3.2.1 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，并应包括下列内容：

- 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。

9.3.2.2 检测方案应征求燃气企业意见，并经检验检测单位技术负责人或授权人审查批准后，方可实施。

9.3.3 现场检验

9.3.3.1 现场检验采用宏观检查、内检测、外检测、耐压试验以及基于风险的检验等方法，检验

方法见附录 H。检验方法和内容应符合以下要求：

- a) 所有管道应开展宏观检查；
- b) 具备内检测条件的燃气管道，应当进行内检测；采用内检测时，仍需对外防腐（保温）层、阴极保护系统状况和杂散电流干扰进行检测评价；
- c) 对不具备内检测条件的管道，应当根据管道的主要损伤模式选用一种或多种适合的外检测方法或基于风险的检验；
- d) 对不可实施内检测和外检测的管道，应当进行耐压试验。

9.3.3.2 高压燃气管道定期检验项目、方法和要求按照 TSG D7003 及相关标准规范执行。

9.3.3.3 次高压燃气管道和中压燃气管道定期检验项目、方法和要求按照 TSG D7004、T/CASEI 006 及相关标准规范执行。

9.3.3.4 中压燃气管道采用外检测方法时，可通过阀门井（室）和露管段进行管体直接检测，降低开挖直接检测数量。

9.3.3.5 应重点对沉降、重点区域等风险较大位置的聚乙烯燃气管道钢塑转化接头及焊接接头进行检测。

9.3.3.6 基于风险的检验

9.3.3.6.1 选用基于风险检验时，燃气企业应当满足以下条件：

- a) 具有完善的管理完整性管理体系和较高的管理水平；
- b) 建立健全应对各种突发情况的应急预案和特种设备专项应急预案，并且定期进行演练；
- c) 管道运行良好，能够按照有关规定进行检验和维护；
- d) 管道资料齐全、完整；
- e) 工艺操作稳定；
- f) 管道已建立地理信息系统（GIS）或数据采集与监控系统（SCADA），并且有可靠的泄漏巡检或监测系统。

9.3.3.6.2 基于风险检验的实施

实施基于风险的检验时，应符合以下要求：

- a) 从事基于风险的检验的人员经过相应的培训，熟悉基于风险的检验的相关国家标准和专用分析软件；
- b) 燃气企业向检验机构提出基于风险的检验的书面申请，并且提交实施完整性管理的记录和评价资料，检验机构对收到的申请资料进行审查，并复核管道使用单位情况，确认其满足开展基于风险的检验的条件；
- c) 检验机构根据管道运行状况、损伤模式、风险可接受程度等，按照相关标准进行风险评估，提出检验策略（包括检验时间、内容和方法）；
- d) 燃气企业根据基于风险的检验策略，制定具体的检验计划，由检验机构依据其检验策略制定具体的检验方案，实施检验，出具基于风险的检验报告。

9.3.3.7 检验周期确定

9.3.3.7.1 新建钢质燃气管道首次定期检验应在管道投用后 3 年内完成。新建聚乙烯燃气管道首次定期检验应照表 4 规定执行。

表 4 聚乙烯燃气管道首次定期检验时间

设计压力 (MPa)	0.4<P≤0.8	0.1<P≤0.4
管道建成投产年限 (年)	3	5

9.3.3.7.2 钢质燃气管道常规检验方法的检验周期确定

现场检验工作完成后, 应该结合资料审查、宏观检查、现场检验和适用性评价结果, 确定管道的下次检验日期。检验周期确定应符合以下要求:

- a) 采用内检测方法进行检验的管道, 其检验周期最长不能超过预测的管道剩余寿命的一半, 并且不应当超过 6 年;
- b) 采用一种或多种外检测方法、耐压试验进行检验的钢质燃气管道, 其检验周期最长不应当超过 3 年。

9.3.3.7.3 聚乙烯燃气管道常规检验方法的检验周期确定

检验周期由检验机构根据管道的安全状况等级, 按照以下要求确定:

- a) 安全状况等级为 1 级或 2 级, 其检验周期不超过 6 年;
- b) 安全状况等级为 3 级, 有条件监控使用, 其检验周期不超过 3 年, 使用单位应采取有效的监控措施;
- c) 安全状况等级为 4 级, 应对问题进行处理, 否则不得继续使用;
- d) 按照剩余寿命评估的管道, 检验周期最长不超过管道剩余寿命的一半, 且最长不超过 6 年。

9.3.3.7.4 基于风险的检验周期确定

- a) 根据管道的风险水平延长或缩短检验周期, 但是最长不应当超过 9 年;
- b) 以管道的剩余寿命为依据, 检验周期最长不超过管道剩余寿命的一半, 且不超过 9 年。

9.3.3.8 检验周期的缩短

有下列情况之一的管道或管段, 应缩短检验周期:

- a) 腐蚀情况异常的;
- b) 1 年内多次发生非人为因素造成泄漏事故的;
- c) 材质劣化或者老化降解较严重的;
- d) 承受交变载荷可能导致疲劳失效的;
- f) 管道周围发生地表沉降等危及管道结构安全的;
- g) 防腐 (保温) 层破损严重的;
- h) 无有效阴极保护且存在杂散电流干扰的;
- i) 未开展年度检查或者年度检查中发现除本条前几项以外的危及管道本体安全的;
- j) 超过设计使用年限或者投用 30 年以上的;
- k) 燃气企业认为应当缩短检验周期的

9.3.3.9 检验周期的延长

有下列情况之一的管道或管段, 可以适当延长检验周期:

- a) 环向工作应力小于或者等于材料规定最低屈服强度 30% 的, 其最长检验周期可以延长至 9 年;
- b) 定期检验采用基于风险的检验方法的, 可以按照 9.3.3.7.4 的规定延长检验周期。

9.4 适用性评价

9.4.1 次高压以上燃气管道现场检验完成后，应对影响管道结构完整性的管段进行适用性评价。

9.4.2 存在下列条件之一的中压燃气管道应进行适用性评价：

- a) 超过设计使用年限或者投用 30 年以上的；
- b) 发生地质灾害、运行事故或外力损害后需要继续使用的。

9.4.3 钢质燃气管道适用性评价包括应力分析、强度评价、剩余寿命预测、泄漏区域危险性评估，以及老化管道或特殊腐蚀条件下材料适用性评价。

9.4.4 聚乙烯燃气管道适用性评价包括材料性能评价、剩余寿命预测及其他损伤评价。材料性能评价一般采用现场取样的方式进行，截取的样品应包含焊接接头，样品长度至少为 1m 测试。评价项目包括氧化诱导时间和熔体质量流动速率测试，检测和评价方法按照管道敷设时期对应版本的 GB/T 15558.1 进行。当以上两项中任一项测试不合格时，还应进行力学性能测试。

当发现存在明显材料老化现象时，应结合管道投用时间、运行工况、老化程度，建立材料老化的预测模型，开展管道剩余寿命预测，并根据预测结果，确定下次检验时间。管道的剩余寿命预测参照 T/CASEI 006 及相关标准规范进行。

9.4.5 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 I。

9.4.6 管道运行工艺条件发生重大变化时，宜重新进行适用性评价。

9.4.7 次高压以上燃气管道有下列情况之一的，应进行耐压强度校核：

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

9.4.8 有下列情况之一的燃气管段，应进行应力分析计算：

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

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

9.4.9 有下列情形之一的燃气管段，应进行材料适用性评价：

- a) 材质发生劣化或者老化降解较严重的；
- 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。

9.4.10 对于与时间相关的缺陷，应基于管道投用时间、缺陷致因等信息，建立管道缺陷增长预测模型，预测缺陷增长趋势。

9.4.11 应结合曲线失效模式、重点区域失效后果严重程度以及预测的缺陷剩余寿命，给出缺陷修复的时间和修复方法建议，埋地钢质管道管体缺陷修复参照 GB/T 36701 及相关标准规范。

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

9.4.13 安全运行建议和维修建议的制定应考虑重点区域、压力变化及土壤应力等综合情况，不应

T/ CASE1 ×××—××××

只依据静压评估给出的相应结论或者建议。

9.4.14 燃气管道经评估可继续使用的，应根据评价建议进行管体缺陷的维修维护等相应措施，并确定在继续使用期内的再评估周期。

9.4.15 对于已停用 1 年以上的管道，在重新启用前应进行适用性评价。

9.4.16 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。

9.4.17 评价人员完成适用性评价工作后，应及时出具适用性评价报告。报告内容要求见附录 J。

9.5 管道监测

9.5.1 燃气企业宜对重点区域失效后果严重、发现严重缺陷或密集型缺陷且短期无法修复的燃气管道进行状态监测。

9.5.2 监测系统响应时间、设备安装位置及数量应满足相关标准规范或安全管理要求。

9.5.3 管道监测宜符合下列规定：

- a) 对高频泄漏区、密闭或半密闭空间以及人员密集等场所，宜安装泄漏、腐蚀或壁厚监测设备，实时监测环境中可燃介质浓度和管道本体安全状况；
- b) 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；
- c) 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；
- d) 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；
- e) 对管道周围施工以及燃气管道易第三方损坏区域，可安装视频监测设备或第三方破坏预警系统；
- f) 对重点区域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。

9.5.4 当监测数据超过报警值时，燃气企业应及时排查并消除隐患。

9.5.5 燃气企业宜建立监测报警处置制度，包括报警原因分析、问题处理和管控措施等。

10 风险消减与管控

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风险消减方案，并保证管道风险可控。

10.1.2 建设期应采取风险消减和防护措施。建设期燃气管道的完整性管理见附录 K。

10.1.3 应根据风险致因选择风险控制措施，选择措施时应考虑可操作性、有效性和经济性。常用风险控制措施见附录 L。

10.2 钢质燃气管道腐蚀风险控制

10.2.1 应根据燃气管道材质类型、腐蚀来源以及有效减缓措施建立腐蚀控制程序。

10.2.2 外腐蚀控制宜以腐蚀防护系统有效性和环境腐蚀监控为重点，并符合下列规定：

- a) 应定期检测管地电位，对不满足阴极保护准则的应调查原因并采取相应措施；
- b) 应根据杂散电流干扰源识别结果开展测试与评价，并对杂散电流强干扰采取消减措施；
- c) 对发现的防腐层破损点应及时修复，无法修复的应采取监控措施；

d) 发现明显管体腐蚀但原因不明,且未采取修复措施的,应进行腐蚀监测。

10.2.3 对钢质燃气管道防腐层更换或修补时,应考虑防腐层的相容性,防腐层验收应符合 CJJ 33 的有关规定。

10.2.4 对钢质燃气管道进行杂散电流消减时,宜分析杂散电流流入流出信号,优先选用流入点源头消减措施,制定专项防治方案。必要时,应进行杂散电流监测。

10.2.5 存在内腐蚀的管道,应对输送介质的腐蚀性进行分析,并依据腐蚀分析结果选择合适的内腐蚀控制措施。可通过定点测厚、安装监测装置等方式对易腐蚀管件进行监测。

10.2.6 应及时清除燃气管道阀门井(室)中的积水,及时排放凝水缸集水。

10.3 聚乙烯燃气管道生物损坏风险控制

10.3.1 管道周边存在白蚁、老鼠啃咬等生物损坏风险的,应建立生物损坏管理程序。

10.3.2 当日常巡查发现管道沿线存在白蚁、老鼠活动痕迹的,应及时采取消杀措施。必要时,检测生物损坏情况。

10.4 第三方损坏风险控制

10.4.1 应建立第三方施工管理程序。管道最小控制范围内的施工活动都应纳入第三方施工管理程序,按照有关管理要求办理相关手续。

10.4.2 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) 建设单位、施工单位在施工前应主动与燃气公司联系,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。

10.4.3 管道最小控制范围内施工活动前,燃气企业应与施工活动方签署管道保护协议。施工时燃气企业应有专人现场监护或有设备实时监测,监护内容包括但不限于:

- 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,双方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。

10.4.4 应及时修复日常巡查发现的损坏或不清的标志桩、警示牌等标志。

10.4.5 重点区域和重要的燃气设施应设置规范、明显的安全警示标志,应向公众提供燃气企业 24h 报修电话和其他联系方式。

10.4.6 当燃气管道架空敷设且易发生外力损坏时,应采取防止车辆冲撞等外力损坏的安全防护措施。

10.4.7 宜对重点区域和重要的燃气设施采用管道泄漏监测或安全预警系统等防范措施。

10.4.8 应制定第三方损坏应急处置预案,内容包括但不限于:

- 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) 应根据预案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间。

10.5 地质与自然灾害风险控制

10.5.1 对存在地面塌陷、水毁、地震、极端气候等地质与自然灾害损伤可能的，应建立地质与自然灾害管理程序。

10.5.2 应建立地质与自然灾害应建立巡查排查机制，按照相应标准的要求，对有危险的地下采空区、潜在崩塌滑坡区、泥石流区、地质沉降区、活动断层等地质灾害进行地质条件调查。

10.5.3 应建立预防和减缓方案防止天气和地质灾害等损伤管道。

10.5.4 应根据地质灾害风险评价结果，采取针对性监测或工程治理措施。

10.6 缺陷修复和更换

10.6.1 对评价结果为立即维修的本体安全缺陷，应及时修复或更换。

10.6.2 对评价结果为限期维修的本体安全缺陷，修复前应制定安全监控措施，并在期限内及时修复或更换。

10.6.3 对临时修复的缺陷应及时进行永久修复。

10.6.4 钢质燃气管道修复方法参照 GB/T 36701 执行。

10.6.5 聚乙烯燃气管道修复方法参照 CJJ/T 147 执行。

10.7 泄漏管理与处置

10.7.1 泄漏管理

10.7.1.1 应制定泄漏管理专项方案，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) 正确使用泄漏检测仪器，能够定位燃气管道的泄漏位置；
- b) 评估燃气泄漏量、扩散情况，以及潜在的危險；
- 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險。

10.7.1.2 应定期排查与市政管网交叉或邻近管段（主要是沟渠、管涵、其他管道交叉），泄漏后易形成燃气聚集密闭空间的管段。重点排查聚集密闭空间的管段：封闭性的城镇雨（污）水排水管沟、管涵、沟渠等，未填实的热力、电力、通讯管涵、管沟等。

10.7.1.3 应对燃气管道泄漏和处置过程进行记录和保存。纸质档案应保存 3 年以上且满足当地政府规定。

10.7.2 泄漏处置

10.7.2.1 燃气管道发生泄漏时，应对泄漏原因、潜在影响、风险等级等进行分析 and 评估，并根据附录 H 中确定的危險等级启动应急管理预案。

10.7.2.2 存在下列危險泄漏，应采取立即维修或监测，直到危險消除：

- a) 泄漏的燃气已燃烧；
- b) 等级评估为 I 级的泄漏点，见附录 H 中表 H.5；
- c) 判断为危險的任何泄漏。

10.7.2.3 应定期开展泄漏应急处置演练。

10.8 维修维护

10.8.1 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。

10.8.2 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。

10.8.3 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) 应在作业区边界设置护栏和警示标志；
- b) 维修前后，应对作业区周边窨井、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，应由专人监护，不得单独操作，操作时应采取有效安全措施；
- d) 维修人员应熟练掌握相关工艺、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。

10.8.4 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，应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。

10.8.5 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。

10.8.6 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。

10.8.7 燃气管道沿线标志毁损或标志不清的，应及时修复或更新。

10.9 应急管理

10.9.1 燃气企业应制定事故应急预案，并根据识别的重点区域确定重点关注的管段和内容。事故应急预案编制程序可 GB/T 29639 的规定执行。

10.9.2 应急响应人员应包含完整性管理人员。

10.9.3 可利用量化风险评估技术，确定不同泄漏模式下的泄漏速率和泄漏量，并计算泄漏后的影响程度和范围。

10.9.4 应依据风险分析结果和缺陷分布情况，对人员、物资、机具等应急资源的有效性进行评估，确保应急措施能够顺利实施。

10.9.5 应依据完整性管理获取的管道信息为抢修方案制定提供支持。

11 改造、停用与废弃

11.1 改造

11.1.1 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的城市燃气输配管道应纳入改造范围。具体包括：

- a) 经评估无法满足安全运行要求的可球墨铸铁管道；
- b) 运行年限满 20 年，经评估存在安全隐患的钢质管道、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、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。

11.1.2 应在全面的燃气输配管道普查、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。

11.1.3 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。

11.1.3 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。

11.1.4 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，实现智能监测、智慧运行。

11.1.5 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。

11.2 停用

11.2.1 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。

11.2.2 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。

11.2.3 临时停用的燃气输配管道应保压并按运行管道进行管理。

11.2.4 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。

11.2.5 当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，至少应包含如下信息：

- 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、第三方破坏等失效情况。

11.2.6 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。

11.3 废弃

11.3.1 废弃的燃气输配管道及附属设施应及时拆除。不能立即拆除的，应及时处置，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。

11.3.2 废弃燃气管道的处置方式如下：

- a) 应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处置两种，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) 废弃的燃气管道应与运行管道物理隔离，并对废弃管道采用惰性气体进行置换，置换完成后，须对所有开口做好密封措施；
- d) 应对废弃管道设置警示标识，以免误操作。

11.3.3 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。

11.3.4 废弃管道可作为插管通道，采用非开挖管道修复技术，如聚乙烯管道插入法、厂家预制 U 型折叠管内衬法等，将聚乙烯管道拖入废弃管道以重新利用。

12 效能评价

12.1 一般要求

12.1.1 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。

12.1.2 开展效能评价过程时，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。

12.1.3 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。燃气管道企业可根据管理需求灵活实施。

12.1.4 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。整体效能评价周期宜与全面检验周期保持一致。

12.1.5 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。

12.2 评价流程和内容

12.2.1 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。

12.2.2 燃气管道企业应根据自身完整性管理的推进和实际需求，建立燃气输配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，可参考附录 M.2

12.2.3 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 考核指标可参考附录 M.3。

12.2.4 效能评价结果分析应确定衡量准则，如燃气管道企业制定的统一 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。

12.2.5 效能评价结束后,应出具评价报告。报告内容至少应包括项目概述、评价方法、评价结果、改进建议等,并给出有效期。

13 记录与文件管控

13.1 燃气管道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。

13.2 燃气管道企业应建立燃气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。

13.3 燃气管道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。

14 沟通与变更管理

14.1 沟通管理

14.1.1 燃气管道企业应疏通信息沟通渠道,建立信息沟通管理制度,保证企业内部和外部相互信息沟通通畅。

14.1.2 燃气管道企业应借助企业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。

14.2 变更管理

14.2.1 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,应严格按照变更流程执行,并记录变更信息。

14.2.2 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,燃气管道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。

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

14.2.4 对于燃气输配管道工艺调整,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。

14.3 宣传教育培训

14.3.1 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。

14.3.2 应根据日常管理需求，编制培训大纲，定期进行人员培训。

15 智能化管理

15.1 一般要求

15.1.1 燃气企业应推进完整性管理信息化和智能化建设。

15.1.2 宜建设燃气智能监管系统，实现燃气管网和设施动态监管、互联互通和数据共享。

15.2 智能化建设

15.2.1 数据模型是智能化管理的基础。燃气管道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。

15.2.2 燃气企业宜建立基于监测数据的动态评估与诊断系统。

15.2.3 鼓励燃气管道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

(资料性附录)

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在闭环的管理过程中依据计划、执行、检查、改进（PDCA）的管理模式，在燃气管道运行过程中分析其时效性和管理效率，使燃气管道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的状态。完整性管理体系的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.1.2 承诺与方针。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。承诺是总体目标和持续改进的保障，燃气管道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。企业的方针是其持续发展的重要保障，制定方针应有员工参与，且方针应传达至全体员工。企业的管理层应保障燃气管道完整性管理的有序进行，确保燃气管道安全平稳运行，保证管线周边建筑及居民的安全。

A.1.3 策划。应该根据完整性管理方针与策略，结合当前公司完整性管理现状，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，应该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.1.4 组织机构、资源及文件控制。为了有效实施管道完整性管理体系，应该根据战略目标，建立管道完整性管理专门机构，提供技术支持和组织保证，必须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，同时需要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.1.5 实施与运行。按照完整性管理计划和目标，结合管道完整性管理的具体要素，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。通过设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.1.6 事件调查、跟踪与改进。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.1.7 管理评审。管理评审由组织的最高管理者主持，对管道完整性管理体系的适用性及其执行情况进行系统、全面的评审，是管道完整性管理体系最高形式的改进机制，是管道完整性管理体系的PDCA循环的最后一个环节，包括评价改进的机会和对管道完整性管理体系进行修改的需求，通过评审，可以了解管道完整性管理体系的整体运行情况及其不足之处，以便做出改进，使其分工合理化等。组织的最高管理者应该按照规定的时间间隔对管道完整性管理体系进行评审，以确保其持续适宜性、充分性和有效性。

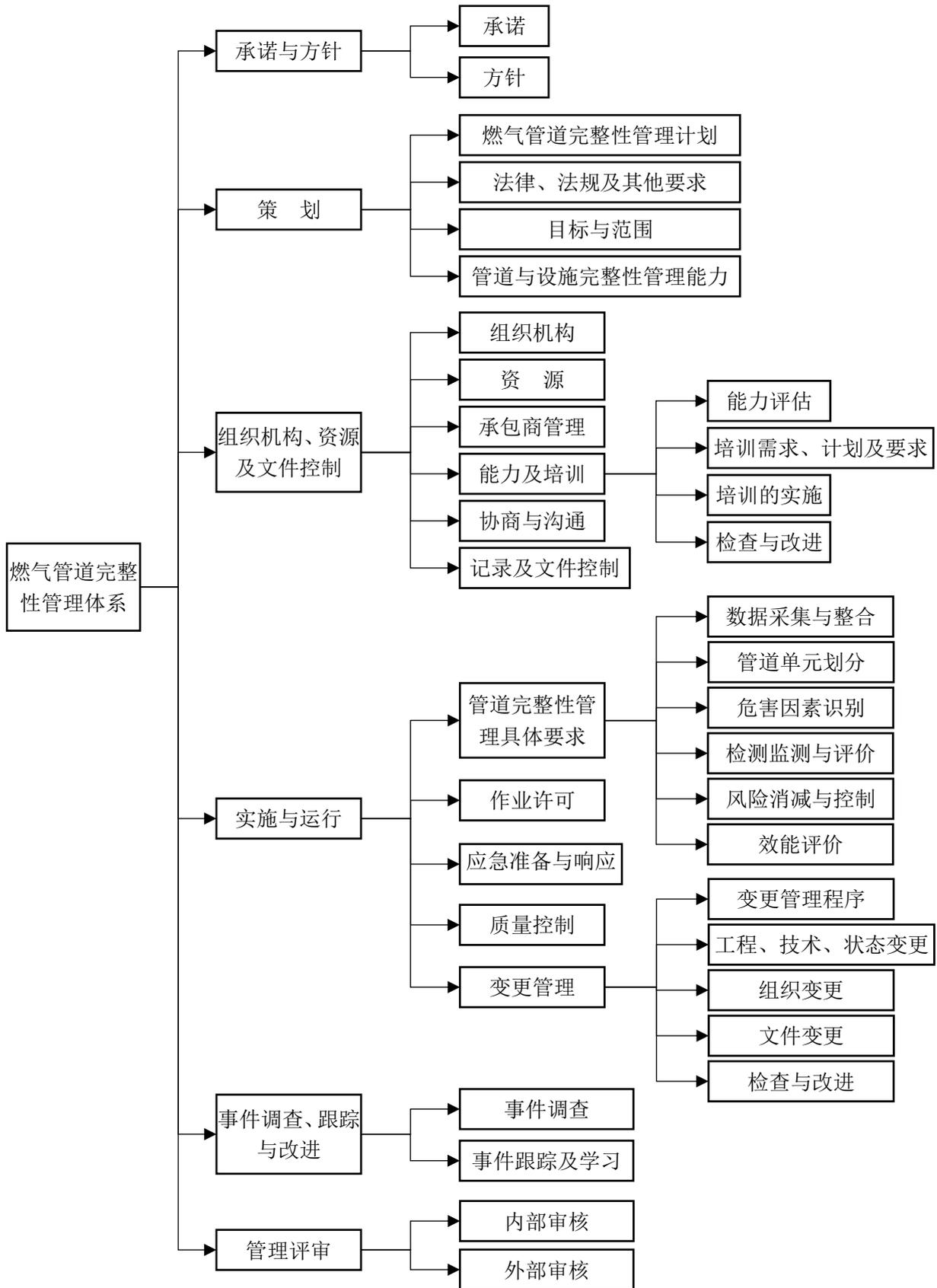


图 A.1 完整性管理体系要素

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，对管道进行风险评估，识别管道危害因素，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，将事故风险降低到人们可接受的范围内，长期维持管道的结构完整性和功能完整性。它是一门综合性的解决方案，在管道完整性管理理念中，管道完整性管理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下运行。

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。为了保障管道企业完整性管理工作的推动力，管道公司可结合实际情况，成立完整性管理专属职能部门，设置完整性管理技术支持机构，设置专职完整性管理岗位，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、风险评价岗、完整性检测岗（内、外检测）、完整性评价岗、设备检验/维护/测试岗、防腐及阴极保护岗、应急抢维修岗、效能评价岗、完整性信息化管理等岗位。明确完整性管理岗位职责和角色，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

体系文件可以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、评审、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，建议设立三级文件：总则、程序文件、作业文件。具体可参照附录 C 执行。

A.2.4 完整性管理关键技术

完整性管理涉及到一系列关键技术，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，开展完整性管理相关技术、工具、软件的研发工作。管道完整性管理技术方法主要分为管道危害识别与风险评价、管道完整性检测与评估、管道抢维修技术、管道监测技术等 4 大类，20 小类，如图 A.2 所示。

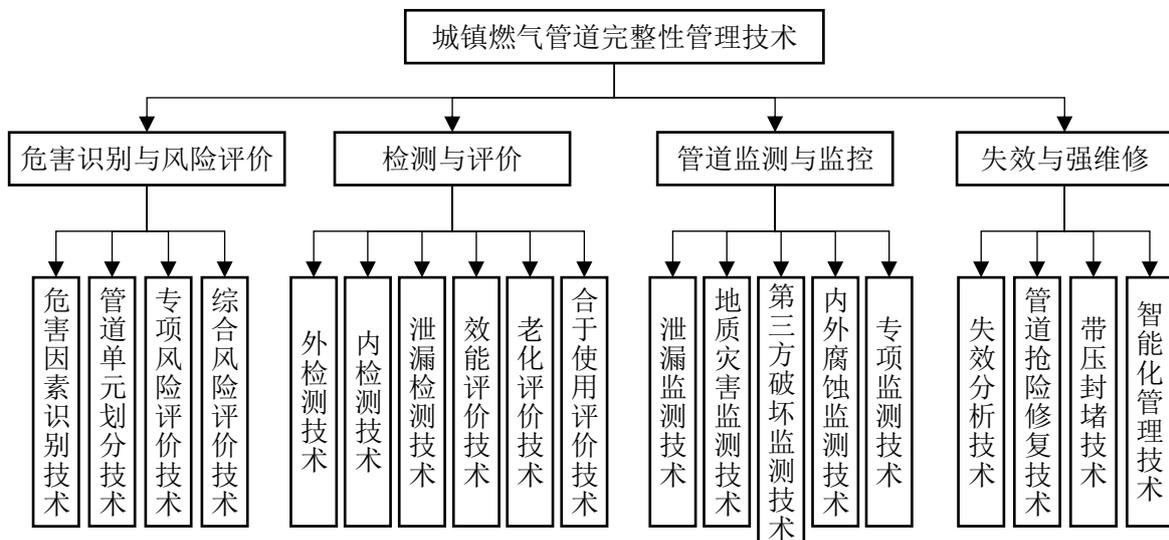


图 A.2 燃气管道完整性管理关键技术

A.2.5 完整性管理平台

完整性管理平台是指专门服务于完整性管理工作，实现风险评价、完整性评价、完整性决策的综合信息技术平台，是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平台，是一项复杂的系统工程。建立统一科学的完整性管理系统平台，对管道完整性管理的实施十分重要，有利于管道企业内部实现信息共享，提高完整性管理的实施效率。因此，管道企业应该对完整性管理平台统一规划，为收集、分析和处理各类完整性管理数据搭建统一的完整性管理信息平台，开展完整性评价，实现风险预控。

管道完整性管理业务主要包括数据采集、危害识别、风险评价、完整性检测与评价等关键环节。对重点管段进行检测与风险评价，并将风险值进行排序，制定出风险减缓计划和维修维护策略，最后对整个完整性管理过程进行效能评估，构成一个完整性管理闭环周期。这个闭环的管理过程涉及管道管理的所有业务，通过分析归纳业务需求。

A.2.6 管理模式

管道完整性管理体系的运转应遵从戴明循环模式，即 PDCA 模式。完整性管理承诺和方针是完整性管理体系的核心，企业应该制定管道完整性管理的方针并确保对实现完整性管理目标的承诺。

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

a) 完整性管理计划。运营单位根据本企业管道完整性管理现状及管道安全状况，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) 完整性管理实施。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) 完整性管理检查。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，对不足的地方应该做好记录，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估结果，不断改进管道完整性管理体系。

A.3 完整性管理计划

年度完整性管理计划至少应包括数据收集与整合、重点区域识别、风险评价、检测监测与评价、风险消减措施、效能评价。

A.3.1 数据采集与整合

根据管道运行管理的实际情况收集与完整性管理相关的数据资料，这些资料包括设计、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。对于新建管线数据较为齐全可以直接收集采用；而对于老管线应当考虑管线在运行期间的信息变更，将收集的数据加以分析对照，提取可用数据，剔除无效数据，确保数据信息更新后的有效性。如果缺乏数据则应考虑对管道进行基线检测，以得到完整性管理所需的各项基础数据。

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，如纸质文件、电子文档、数据库、CAD、GPS、GIS 数据等。因此必须进行分类和整合，将资源数据按类型划分成为设计、检测、运行和环境 4 类。

A.3.2 重点区域识别

应制定和研究科学的关键单元识别计划，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、自然地质灾害，还包括人为操作等因素。

A. 3.3 风险评价

管道风险评价是为了知道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，进行风险排序，使管道完整性管理具有针对性，维修维护工作更加有效，优化管道完整性评价工作。目前，有多种风险评估方法，定性评价方法如风险矩阵法，半定量评价方法如肯特专家打分法，定量评价方法如 QRA 法等。针对一些突出的危害类型，可开展一些专项风险评价，如自然地质灾害、第三方破坏等。

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。将监控设备安装在相应的管道之中，从而实现了对管道不同情况的监视工作，在此基础上，结合实际状况，对管道内以及管道节点中的燃气流向有效控制，从而保证燃气运输的平稳性，为后续的施工奠定了良好的基础。

A. 3.5 风险消减措施

根据风险评价结果，将管段风险按照相对水平分为高、较高、中等、较低、低 5 个级别，并按相对风险值大小排序，同时列出所有危害因素分值和泄漏冲击指数。风险因素包含属性和预防措施两类，由于属性基本为不可改变特性，因此可对高风险管段重新选择预防措施，达到更新管段风险的目的。如果风险降低至可接受水平，则该管段此次风险评价结束，管道经营者应该立即执行所选择的维护措施；如果风险值未降低，或仍未达到可接受水平，则应重新制定维护措施，并再次进行风险评价，直至风险降到许可范围内。

A. 3.6 效能评价

城镇燃气管道完整性管理效能评价重点考虑管道完整性管理实施的效果和效率，主要依据相关文件记录、风险评价指标历年数据变化情况，分析各种危害因素风险消减、预控效果情况等，并提出改进建议，确保完整性管理目标的实现。

附录 B

(资料性附录)

城镇燃气管道完整性管理程序指南

B.1 总则

本附录提供了开发、记录和实施完整性管理程序的准则，以提供安全，对环境负责的可靠服务。

B.2 完整性管理范围

完整性管理程序应解决管道系统的生命周期，并应形成文件。该程序应包括适用于管道系统类型的，与以下内容有关的信息的收集，集成和分析方法：

- a) 设计和建造；
- b) 状态监控；
- c) 维护和修理；
- d) 工作条件；
- e) 故障事件；
- f) 损毁事件；
- g) 损伤和退化（例如腐蚀）；
- h) 制造缺陷；
- i) 环境保护；
- j) 安全。

B.3 公司政策、目标和组织

B.3.1 管道公司应记录与完整性相关的公司政策，价值，目标和绩效指标。

B.3.2 管道公司应记录其认为重要的后果类型以及确定这些后果的重要性的理由。

A.3.3 管道公司应识别并记录负责本附录中确定的完整性管理计划各个要素的人员组织，包括以下内容，以适合管道系统类型：

- a) 完整性管理程序的开发和改进；
- b) 记录管理；
- c) 完整性管理计划的规划和报告；
- d) 计划的执行；
- e) 完整性绩效指标；
- f) 完整性管理程序审核，审查和评估。

B.4 管道系统的描述

B.4.1 管道公司应制定完整性管理程序中所包括的管道系统的描述。当完整性管理程序中未包括管道系统的某些部分时，应说明排除的原因。

T/ CASE1 ×××—××××

B.4.2 应考虑在说明中包括以下内容，以适合管道系统的类型和包含的部分：

- a) 目的，能力和位置；
- b) 管道系统的尺寸和材料特性，涂层类型以及任何辅助设备的位置和功能；
- c) 估计管道系统，其涂层和任何辅助设备的状况；
- d) 管道系统的工作条件，包括工作介质，工作压力和温度范围；
- e) 沿管线的物理环境；
- f) 管道系统的物理边界。

B.5 完整性管理程序记录

B.5.1 管道公司应准备和管理与执行完整性管理程序中包括的活动所需的管道系统设计，建造，运行和维护相关的记录。考虑纳入此类记录的项目应包括以下内容，以适合管道系统的类型：

- a) 管道系统相对于交叉口，土地使用和结构的位置；
- b) 位置地点；
- c) 管道系统或管道系统各部分的设计，包括压力，温度，负荷和其他运行条件的限制；
- d) 管道，组件，螺栓和涂层材料的标准和规范；
- e) 材料测试报告；
- f) 加入和检查记录；
- g) 涂层和检查记录；
- h) 地形，土壤类型，回填材料和覆盖深度；
- i) 压力测试；
- j) 阴极保护系统的设计和性能；
- k) 完整性管理计划中所包括活动的方法和所获得的结果。

B.5.2 管道公司应记录管理管道系统完整性管理程序记录所用的方法。要考虑的项目应包括：

- 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，分析和决定的证据；
- d) 描述记录的类型，形式和位置的索引。

B.6 变更管理

B.6.1 燃气管道企业应对可能影响管道系统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.6.1.1 属于燃气管道企业发起和控制的变更，包括：

- a) 管道系统的所有权；
- b) 管道公司的组织和人员；
- 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. 6. 1. 2 不属于燃气管道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. 6. 2 变更管理过程应有适当的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. 7 能力和培训

B. 7. 1 燃气管道企业应制定并实施对公司人员、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. 7. 2 燃气管道企业应指定相关文件，用于评估公司人员、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. 7. 3 当对知识和技能的评估表明需要发展时，应安排培训，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) 有监督的工作经验。

B. 8 危害识别与控制

B. 8. 1 管道公司应确定可能导致故障或损毁事件的危险。

B. 8. 2 用于危险识别的方法和数据应形成文件，并应考虑主要原因以及任何其他相关的故障或损毁事件原因。

B. 8. 3 如果识别出可能导致故障或损毁事件的危险，则管道公司应开展如下工作：

- a) 评估并记录与此类危险有关的风险；
- b) 考虑到第 A. 10 条规定的选项，实施并记录措施以监控可能导致重大后果事件的状况，并消除或减轻此类状况。

B. 9 风险评估

B. 9. 1 总则

附件 B 提供了以下方面的风险分析和风险评估指南：

- a) 估计事件的发生频率和后果；
- b) 评估估计风险的重要性；
- c) 确定评估和实施降低风险的方案。

B.9.2 风险分析方法

在合适的方法进行风险分析时，管道公司应考虑：

- 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) 将如何使用风险评估的结果。

B.9.3 风险评估

B.9.3.1 当确定估计的风险水平很重要时，应要求以下答复：

- a) 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) 考虑可能可以用来降低估计风险水平的备选方案。

B.9.3.2 完善风险分析时应考虑的选项包括：

- 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) 检查以提供有关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.9.4 降低风险评估

应当重复进行风险分析和风险评估，以确保将风险降低到风险可接受的标准水平。

B.10 减少故障或损毁事件的频率和后果的选项

B.10.1 针对操作错误

可以使用以下选项来减少与不当操作或控制系统故障相关的故障和损毁事件的频率：

- 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) 修改的操作和维护惯例；
- d) 对管道和设备的改进或修改。

B.10.2 外部干扰

可以用来减少与外部干扰相关的故障和损毁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) 安装结构或材料；
- h) 覆盖深度增加；
- i) 增加管壁厚度。

B. 10.3 缺陷

可以用来减少与缺陷（例如，金属损失，破裂以及材料，制造和构造缺陷）相关的故障和损毁事件的频率的选项如下：

- a) 暂时或永久降低既定的工作压力；
- b) 近间隔调查；
- c) 涂层评估调查；
- d) 改善阴极保护系统的性能；
- e) 修补或修复外墙涂料；
- f) 改进的减轻内部腐蚀和监测的方法；
- g) 衬板的安装；
- h) 在线检查程序；
- i) 压力测试；
- j) 改善制造，设计，建造和运营的质量措施；
- k) 评估，维修，修复和更换计划。

B. 10.4 自然危害

可用于减少与自然危害相关的故障和损毁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) 监测管道系统或土壤运动的程序（例如，使用在线几何工具，勘测技术和倾斜仪进行检查）；
- e) 开挖和回填以减轻负荷；
- f) 搬迁；
- g) 安装结构或材料以保护系统免受外部负荷。

B. 10.5 减少后果

可以用来减少与故障和损毁事件相关的后果的选项包括以下适用的选项：

- a) 改进及早发现燃气泄漏释放的方法；
- b) 改进控制和关闭阀门的方法；
- c) 改进方法以限制燃气的排放量（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) 改进了管道系统设计。

B. 11 完整性管理程序规划

B. 11.1 管道公司应建立并记录与管道系统完整性管理有关的活动的计划和时间表。

B. 11.2 管道系统完整性管理程序计划应考虑以下因素，以适合管道系统的类型：

- a) 可能导致故障事故的已知条件，损伤或缺陷（例如，腐蚀或制造缺陷）；
- b) 任何损伤或瑕疵的潜在增长；

T/ CASEI ×××—××××

- 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估计；
- e) 为降低估计的风险水平而选择的备选方案；
- f) 检查，测试，巡逻和监视；
- g) 先前的完整性审核和活动中的建议；
- h) 管道公司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. 11.3 应记录优先级和安排与管道系统完整性管理有关的活动的方法。

B. 11.4 管道系统完整性管理计划应包括检查已完成的完整性活动的步骤，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. 11.5 管道系统完整性管理计划应包括与完整性问题和计划进行协商并告知适当人员的步骤。

B. 12 检查、测试、巡逻和监视

B. 12.1 管道公司应根据第 9 条和第 10 条以及适当时第 12 条的规定，记录和实施用于进行检查，测试，巡逻和监视的方法和程序。应考虑：

- 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) 关闭设备和系统；
- e) 压力控制，限压和泄压系统；
- f) 管道系统阀门的尺寸，位置和操作位置；
- g) 管道系统巡逻；
- h) 检查裸露的管道是否存在腐蚀和其他类型的缺陷。

B. 12.2 当未在本标准中规定检查，测试，巡逻或监视的时间或频率时，应记录确定时间或频率的理由和方法。应考虑：

- a) 每次检查，测试，巡逻或监视活动要检测的条件或缺陷的类型；
- b) 与缺陷或状况变化的速度或时间有关的经验；
- c) 此类更改对估计失败事件风险的影响。

B. 12.3 当使用间接方法（例如，在线检查或紧密间隔调查）进行检查时，管道公司应考虑是否需要使用更直接的方法进行补充检查。

B. 12.4 应考虑使用在线检查设备进行检测。

- a) 内部和外部腐蚀缺陷；
- b) 凹痕；

- c) 裂纹;
- d) 管道过度运动。

B. 12.5 管道公司应记录用于检测燃气管道内腐蚀的方法,以及在适用时用于检测和评估由内部腐蚀引起的缺陷的方法。

B. 12.6 应考虑进行近间隔和涂层评估调查,以协助调查阴极保护系统的性能并提供解决腐蚀问题的其他信息。

B. 12.7 检查,测试,巡逻和监视的记录应包括:

- a) 执行日期;
- b) 使用的方法和设备;
- c) 结果和观察结果;
- d) 对结果和观察结果的可接受性的评估。

B. 13 评估检查,测试,巡逻和监测结果

B. 13.1 总则

当检查,测试,巡逻和监视结果表明存在可能导致严重后果的故障或损毁事件的状况或不完善之处时,管道公司应进行工程评估并采取纠正措施。

B. 13.2 缺陷指征的评估

B. 13.2.1 除第 A.13.2.2 条所允许的以外,对有缺陷迹象的管道系统,应对管道系统的类型和评估进行适当的详细外观检查,机械测量,无损检查。

B. 13.2.2 可以执行根据条款 3.3 的工程评估,以确保缺陷的迹象与缺陷无关,并且应考虑以下附加项目:

- a) 对性能能力的知识和经验以及检验方法的局限性;
- b) 可能与所报告的适应症相对应的缺陷类型;
- c) 评估这种缺陷所需的报告尺寸和特性的准确性;
- d) 与缺陷指示有关的未报告缺陷(例如裂纹)的可能性;
- e) 管道设计和材料特性;
- f) 服务条件。

B. 13.3 自然灾害评估

当检查和巡逻表明土壤沉降,斜坡运动或冲刷可能导致管道的纵向应力过大或变形时,管道公司应考虑实施一项监测和评估计划,其中应包括采取纠正措施的标准,以防止发生故障事故。对于此类程序,应考虑使用适合管线系统类型的增加的管线巡逻,管线几何工具和倾斜仪。

B. 13.4 建议记录

管道公司应保留建议记录和建议处置。

B. 14 缓解和修复

T/ CASE1 ×××—××××

B. 14. 1 管道公司应记录纠正措施的类型，这些纠正措施将针对可能导致故障或损毁事件并造成严重后果的状况或缺陷而考虑采取。

B. 14. 2 管道公司应记录缓解和维修程序。

B. 15 持续改进

B. 15. 1 总则

管道公司应计划并实施所需的监视，测量，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. 15. 2 完整性管理程序的评审和评估

完整性管理计划应定期进行审查和评估，以确定它们是否符合本标准的规定，并应根据需要进行修订。与评审和评价有关的方法和职责以及评审和评价的结果应形成文件。此类评审和评估中应考虑的项目应包括

- a) 此类审查和评价的时间安排；
- b) 管道公司，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纠正措施地发现，状态和趋势；
- d) 与失效和损毁事件的频率和后果以及与完整性有关的工作的完成有关的完整性绩效指标的现状和趋势；
- e) 在先前的评审和评估，运营，维护或与完整性相关的工作中确定的与完整性相关的问题和建议的现状和趋势；
- f) 近期故障事件的根本原因；
- g) 在检测和预防潜在故障事件中遇到的成功和问题。

B. 15. 3 监视和测量

管道公司应建立并维护形成文件的程序，以定期监视和衡量完整性管理程序的性能。绩效措施应包括

- a) 符合既定要求和验收标准；
- b) 达到既定目标的有效性。

B. 15. 4 审核

管道公司应定期审核完整性管理计划。进行此类审核时涉及的项目应包括：

- 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. 15. 5 不合格控制

管道公司应建立并维护程序,以定义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,并采取并完成纠正和预防措施。

B.16 事件调查

管道公司应制定调查和报告故障和损毁事件的程序。失效事件应按照规定的要求。

附录 C

(资料性附录)

城镇燃气管道完整性管理体系审核

C.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，需要制定文件化的程序，以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，以实现有针对性的改进，推动管理体系的持续改进。

C.2 完整性管理体系审核流程

基于管道完整性管理流程、模式以及完整性管理具体要求和关键环节，建立管道完整性管理审核体系。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、审核的策划和准备、审核方案的实施、开具不符合报告、形成审核报告以及审核后续活动等。

C.2.1 确立审核目标

首先，应当明确说明本次审核方案所需要达到的目标，以此作为审核的策划和实施的向导。审核方案目标应与燃气管道完整性管理体系的方针和目标相一致并支持其方针和目标。

具体包括：①通过审核确定受审方管道完整性管理体系与审核准则的符合性；②判断受审方管道完整性管理体系是否得到实施与保持；③发现受审方管道完整性管理体系中可予改进的事项；④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。

C.2.2 审核的策划和准备

审核前应该进行策划，并制定详细的审核方案，明确一个特定时间的审核计划、审核频数、审核资源等，同时成立审核小组，编制审核检查表等。

(1) 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，是指导审核工作的重要依据。审核计划应包括审核目的、审核性质、审核范围、审核准则等。

(2) 在体系刚开始运行时，审核的频次可能高一些，待体系正常运转后，频次可减少到正常所需的水平。审核的频次可依据其问题复杂程度和重要性决定，还可根据前次审核中发现问题的严重程度和数量决定。

(3) 识别审核所需资源时应当考虑：

- a) 开发、实施、管理和改进审核活动所必要的财务资源；
- b) 审核的技术和方法；
- c) 实现并保持审核人员能力及改进审核人员表现的过程；
- d) 获得适合审核实施的审核人员的技术专家；
- e) 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) 设计审核检查表前应收集和查阅与受审核方有关的管理手册、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

核部门的主要职能与过程，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。

C.2.3 审核方案的实施

审核组应与受审核方管理层及相关部门召开首次会议，确定调查部门，说明审核目的、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发现。

审核方案的实施应当明确以下方面：

- 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) 建立和保持评价审核人员及其持续专业发展的过程；
- d) 确保审核组的选择；
- 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) 确保审核报告的评审和批准，并确保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。

C.2.4 开具不符合报告

实施审核后，审核组应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，应遵循以下原则：

- 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发现的事实。

不符合报告的内容应包括：

- a) 受审核方名称；
- b) 审核员姓名、审核日期；
- c) 不符合事实描述；
- d) 不符合依据及在标准条款号；
- e) 不符合性质的判定。

C.2.5 形成审核报告

审核结束后，审核组组长应汇总审核组成员的审核记录和报告，组织并主持对审核情况进行整合与分析，同时应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过完整性管理体系管理部门通知相关各方。完善保存好审核记录和审核报告，以便与下次审核进行对比。

审核组组长应当对审核报告的编制和内容负责。审核报告涉及的内容应是审核计划中所明确的信息，审核报告应当提供完整、准确和清晰的审核记录，并包括或引用以下内容：

T/ CASE1 ×××—××××

- a) 审核目的, 每次审核的目的可以有所不同, 但应与审核计划保持一致;
- b) 审核范围, 尤其是应当明确受审核的组织单元和职能单元或活动以及审核所覆盖的时期, 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, 应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, 对受审核方的综合评价, 应公正、客观地对受审核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) 审核组和受审核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。

C.2.6 审核后续活动

审核管理部门应组织人员对不符合项的纠正措施和预防措施的实施情况进行跟踪验证。跟踪验证结束时, 应对各部门纠正措施和预防措施的落实情况加以汇总分析, 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。

纠正措施和预防措施可能设计的内容:

- a) 文件的更改或补充;
- b) 设计的更改;
- c) 监视措施的改进;
- 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) 检测系统的调整等。

纠正措施和预防措施的跟踪验证应按照以下程序进行:

- a) 审核期间审核组和受审核方确认不符合项;
- b) 审核组向受审核部门提交不符合报告, 并提出纠正措施的要求和建议;
- c) 受审核方应分析原因, 提出纠正措施和预防措施计划, 必要时, 还应识别纠正措施和预防措施可能带来的风险并制定、实施相关的控制措施;
- d) 受审核方实施和完成纠正措施与预防措施, 并向审核组报告;
- e) 审核人员对纠正措施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, 并提交纠正措施和预防措施的跟踪验证报告。

附录 D
(资料性附录)
数据采集、整合与管理清单

D.1 一般要求

D.1.1 燃气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。

D.1.2 燃气管道与附属设施数据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（室）、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。

D.1.3 燃气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。

D.1.4 燃气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见下列内容：

- 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。

D.1.5 管件数据采集科目适用于燃气输配管道建设期安装施工阶段。

D.2 燃气管道和附属设施分类分级与编码

D.2.1 燃气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（阀门井（室）、调压站（含调压箱）、阴极保护装置、凝水缸）。

D.2.2 燃气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。

D.3 燃气管道和附属设施数据采集科目**D.3.1 通用属性**

管道和附属设施通用属性见表 D.1。

表 D.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	阀门井（室）	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
1.	1.1 设施名称		√	√	√	√	√	√	√

T/ CASEI ×××—××××

基本属性	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		√	√	√	√	√	√	√
	2. 工程属性	2.1 工程编号		√	√	√	√	√	√
2.2 施工单位			√	√	√	√	√	√	√
2.3 施工负责人			*	*	*	*	*	*	*
2.4 监理单位			*	*	*	*	*	*	*
2.5 设计单位			*	*	*	*	*	*	*
2.6 验收人员			*	*	*	*	*	*	*
2.7 测绘单位			*	*	*	*	*	*	*
2.8 测绘人员			√	√	√	√	√	√	√
2.9 埋设时间			√	√	√	√	√	√	√
2.10 投运日期			√	√	√	√	√	√	√
2.11 是否通气		是、否	√	√	√	√	√	√	√
2.12 状态		正常、停用、弃置	√	√	√	√	√	√	√
3. 材料属性	3.1 材质		√	√	√	√	×	√	×
	3.2 原料		√	√	√	×	×	×	×
	3.3 厂商		*	*	*	√	√	*	*
	3.4 出厂日期		*	*	*	*	*	*	*
	3.5 制造工艺		*	*	*	*	*	*	×
	3.6 管内涂层		*	*	*	*	*	*	×
	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		√	√	*	×	×	×	×	
4. 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		×	×	×	×	×	×	×
5. 长度属性	5.1 长度		√	√	√	×	×	×	×
	5.2 SHAPE. LEN	系统自动生成	√	√	√	×	×	×	×
6. 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。

D.3.2 专项属性

管道和附属设施专项属性见表 D.2。

表 D.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	阀门井(室)	调压装置	凝水缸	阴极保护装置
7.1 内衬	7.1.1 内衬材质		√	√	×	×	×	×	×
7.2 内穿	7.2.1 外管口径		√	√	×	×	×	×	×
	7.2.2 外管材质		√	√	×	×	×	×	×
	7.2.3 内管口径		√	√	×	×	×	×	×
	7.2.4 内管材质		√	√	×	×	×	×	×
7.3 管廊	7.3.1 管廊尺寸	宽×高×长	×	*	×	×	×	×	×
	7.3.2 附属设备		×	*	×	×	×	×	×
7.4 穿越	7.4.1 截面图文件名		×	*	×	×	×	×	×
	7.4.2 穿越形式	定向、顶管、围堰、沉管	×	√	×	×	×	×	×
7.5 跨越	7.5.1 截面图文件名		×	×	*	×	×	×	×
	7.5.2 有无补偿器	有、无	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.3 补偿器数量	1, 2, 3, 4	×	×	√	×	×	×	×
	7.5.4 补偿器波数	6, 8	×	×	√	×	×	×	×

T/ CASE1 ×××—××××

	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 阀门井 (室)	7.6.1 口径		×	×	×	√	×	×	×
	7.6.2 转向	顺时针、逆时针	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.3 圈数	1, 2…	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.4 安装方式	直立、卧式	×	×	×	√	×	×	×
	7.6.5 阀井类型	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	50m ³ /h、75 m ³ /h、…	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.11 调压器型号	…	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.12 进口阀类型	球阀、蝶阀、闸阀、…	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.13 出口阀类型	球阀、蝶阀、闸阀、…	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.14 调压阀型号		×	×	×	×	√	×	×
	7.7.15 切断阀型号		×	×	×	×	√	×	×
	7.7.16 附属设备	安全阀、压力表、…	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.17 安装方式	落地式、挂壁式、埋地式	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.18 开闭状态	开启、关闭	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.19 计量表数量		×	×	×	×	*	×	×
	7.7.20 用户类型		×	×	×	×	√	×	×
	7.7.21 主体阀口径		×	×	×	×	*	×	×
	7.7.22 有无护栏	有、无	×	×	×	×	√	×	×

	7.7.23 有无电伴热	有、无	×	×	×	×	√	×	×
	7.7.24 微流量分散状态	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。

D.3.3 状态属性

管道和附属设施状态属性见表 D.3。

表 D.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（无人居住建筑物内）燃气浓度 ⑤ 有人居住建筑物内燃气浓度 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	√	√	√	×	√	×	√

T/ CASE1 ×××—××××

		③ 管道裸露变形 ④ 管件异常拉伸、弯曲变形 ① 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 河流穿越管道淤积、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。									

D.3.4 管理属性

管道和附属设施管理属性见表 D.4。

表 D.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	阀门井(室)	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。

D.4 管件采集科目

管件属性见表 D.5。

表 D.5 管件属性

属性分类	属性		管件类型	
	属性名称	描述	计量表	其他管件
1. 基本属性	1.1 管件名称	弯管、三通、大小头、管盖、管塞、盲板、波纹管补偿器、套筒、平承、平插、四通、大弯、钢塑转换大弯、封堵专用管件、封闭式开孔专用管件、法兰、钢塑法兰、钢塑接头、绝缘法兰、绝缘接头、双承套筒、不锈钢抱箍…	√	√
	1.2 所属设施编号	专有编号	√	×
	1.3 所属设施代码	燃气统一编号	×	×
	1.4 标识码	数字化时唯一编号	√	√
	1.5 出厂编号		√	×
	1.6 气源类型	天然气、液化气、人工煤气	√	√
	1.7 投资类型	自投、政府、用户	√	√
	1.8 设计年限	10 年、20 年、30 年、40 年、50 年	√	√
2. 工程属性	2.1 工程编号		*	*
	2.2 施工单位		*	*
	2.3 施工负责人		*	*
	2.4 监理单位		*	*
	2.5 设计单位		*	*
	2.6 验收人员		*	*
	2.7 测绘单位		*	*
	2.8 测绘人员		*	*
	2.9 埋设时间		√	√
	2.10 投运日期		√	√
	2.11 是否通气	是、否	√	√
3. 材质属性	3.1 厂商		*	×
	3.2 出厂日期		*	×
	3.3 口径		√	×
	3.4 接口形式	钢管管件：焊接、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	4.1 所属分企业		√	√

T/ CASE1 ×××—××××

置属性	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 图幅编号		√	√
	4.7 图册编号		*	*
	4.8 HANDLE 号		√	√
	4.9 路名		*	*
	4.10 路段		*	*
	4.11 小区或单位名称		×	×
	4.12 地址		*	*
	4.13 所处位置	道路、街坊	√	√
	4.14 埋设位置	绿化、人行道、快车道、慢车道	*	*
	4.15 埋设深度		*	*
	4.16 坐标 X		√	√
	4.17 坐标 Y		√	√
	4.18 坐标来源	物探、测绘	√	√
	4.19 周边有无轨道交通	有、无	√	√
	5. 压力属性	5.1 压力级制	GB 50028	√
5.2 计量表类型		涡轮、膜式	*	×
5.3 计量表规格		G400, G100, G16	*	×
5.4 类别		工业、营业	*	×
5.5 数据采集方式		现场、远程	*	×
注：“√”表示应采集、“*”表示宜采集、“×”表示不采集。				

附 录 E
(资料性附录)

城镇燃气管道重点区域识别记录表与清单

E.1 重点区域识别记录表

燃气管道重点区域识别记录见表 E.1。

表 E.1 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	

T/ CASE1 ×××—××××

E.2 重点区域识别清单

燃气管道重点区域识别清单见表 E.2。

表 E.2 燃气管道重点区域识别清单

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

附 录 F

(资料性附录)

城镇燃气管道风险评估方法

F.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。

F.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。

F.1.2 风险评估模型选择不确定性和关键输入参数

T/ CASE1 ×××—××××

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。

F.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：

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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。
- d) 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：

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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。

F.2 数据收集

F.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。

F.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。

F.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。

F.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。

F.3 危害因素识别

F.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。

F. 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。

F. 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。

F. 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。

F. 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 F.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。

F. 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 F.3。

表 F.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	1 ¹	1	1 ³	1		1	1	1	1	1		1	
	IC				1	1		1	1		1			1	1	1					
	SCC				1	1	1	1	1 ⁴	1				1		1		1	1		
MFR	DP					1	1	1	1	1 ²					1 ⁷	1 ⁷	1 ⁷				
	DPS								1 ⁵	1 ²				1 ⁶	1 ⁷	1 ⁷	1 ⁷	1			
CON	DFW										1			1	1		1	1		1	
	DGW								1	1				1	1		1	1		1 ⁸	
	CD								1 ²	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																				
WROF	EM																		1		
	HRF																				
	LIGHT																				
	CW																				

脚注为危害因素适用条件：

1. A1 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 A1 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 A1 适用。
4. A1 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 A1 适用
6. 如果管道采用低频焊接 ERW 焊缝或闪光焊缝制造，则 A1 适用。
7. A1 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. A1 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 F.1 矩阵中用于表示不同危害因素的英文缩写：

表 F.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		

F.4 单元划分

F.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 F.4，并结合各地区的实际情况合理确定，参考示例如下图 F.1 和 F.2。

F.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。

F.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 F.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	a) 根据管道的规格、材质、防腐层类型、敷设方式等属性和运行压力、介质、地区等级等运行环境，或参考 GB 32167 进行管段单元划分； b) 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	a) 具有相同的材质、建设和投用时间、行政区块、管理单位等； b) 具有相似的区域环境，如住宅区、商业区等； c) 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； d) 单独供应的商业用户个体可划分为一个单元； e) 进入小区的庭院低压燃气管道，可根据小区和住宅建设年限进行划分； f) 同一降风险措施可能会有效降低风险的区域。

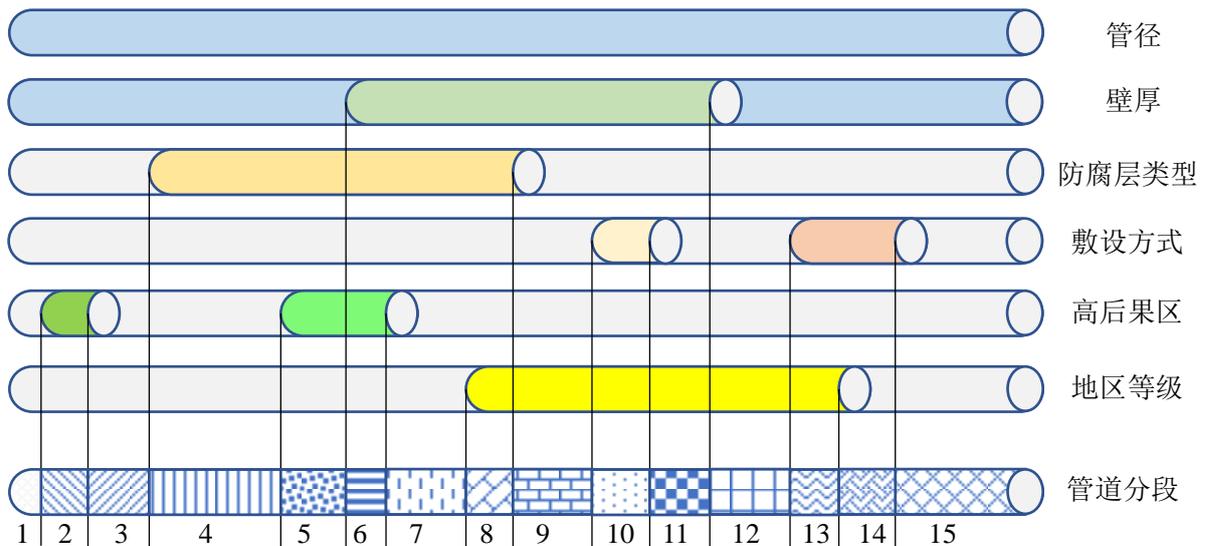


图 F.1 管段划分

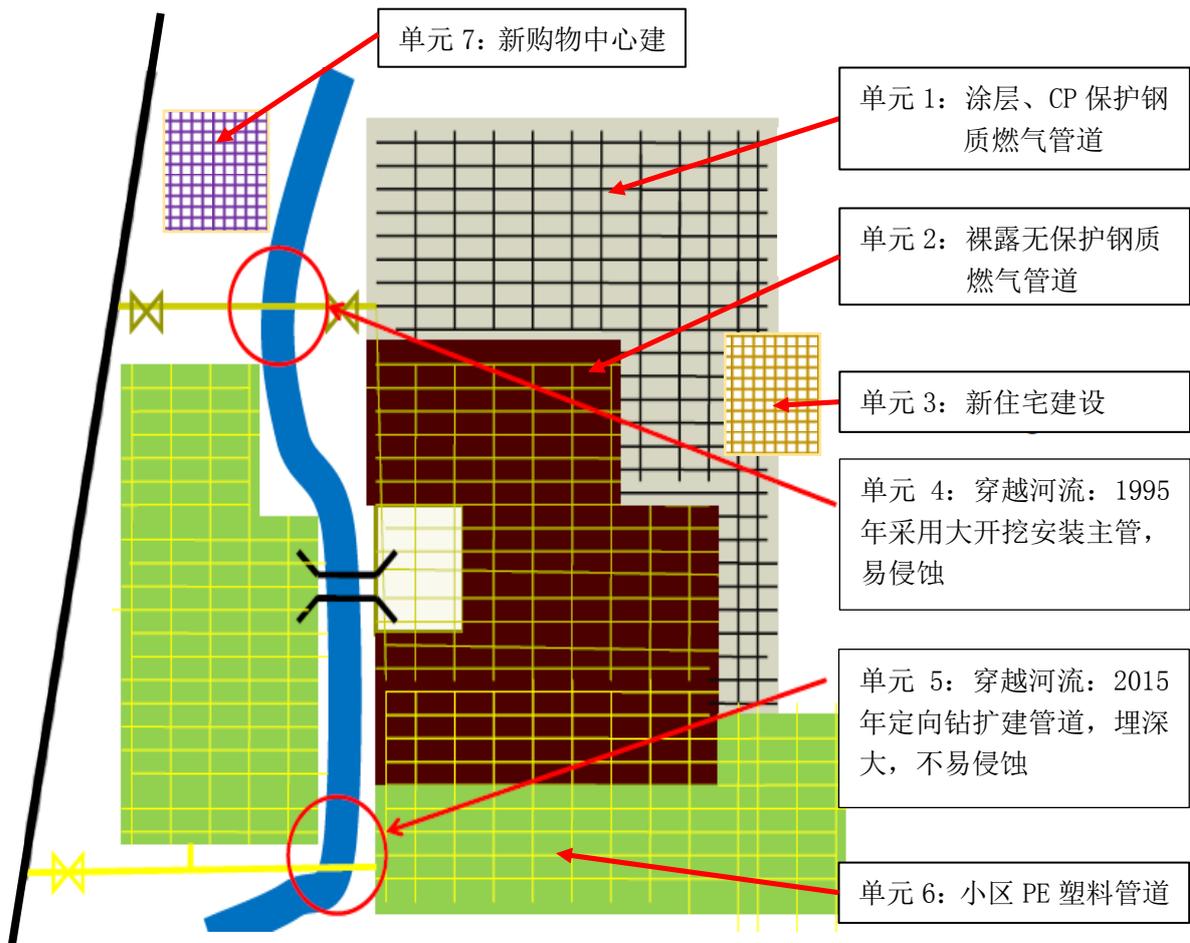


图 F.2 单元划分

F.5 风险计算

F.5.1 失效可能性分析

F.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。

F.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。

F.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。

F.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。

F.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。

F. 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 and 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 ：

$$S = 100 - (0.3S_{11} + 0.2S_{12} + 0.5S_{13}) \quad (1)$$

$$S = 100 - (a_{11}S_{11} + a_{12}S_{12} + a_{13}S_{13}) \quad (2)$$

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；

$a_{11} + a_{12} + a_{13} = 1$ 。

F. 5. 2 失效后果分析

F. 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。

F. 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 F.5。后果模型关键要素包括：

- a) 泄漏介质危害：燃气的易燃易爆性；
- b) 介质泄漏特性：泄漏速率和体积；
- c) 介质扩散特性：在何时、何地沿哪些路径扩散，以及引发的灾害；
- d) 受灾体：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。
- e) 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。

F. 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 F. 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

F. 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：

- a) 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 的规定或不满足 GB 50028 对分段阀门的规定；
- b) 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。

F.5.3 风险值计算

F.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

$$R = S \times C \quad (3)$$

式中：

S ——失效可能性得分；

C ——失效后果得分。

F.6 风险分级

F.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 F.6。

表 F.6 风险矩阵

		失效后果				
等级值		1	2	3	4	5
失效可能性	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。					

F.7 风险控制措施

F.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；

T/ CASEI ×××—××××

d) 是否已选定最佳的解决方案。

F. 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 G

(资料性附录)

城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格

G.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 G.1。

表 G.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	$>1.6\text{MPa}$	1次/天	2次/天
	次高压管道	$0.4\text{MPa} \leq P \leq 1.6\text{MPa}$	3次/周	1次/周
	中压管道	$0.01\text{MPa} \leq P \leq 0.4\text{MPa}$	2次/周	1次/周
	低压管道	$P < 0.01\text{MPa}$	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	

G.2 燃气管道日常检查记录表格

G.2.1 燃气管道巡检记录

燃气管道巡检记录见表 G.2。

表 G.2 燃气管道巡检记录

巡检管段区域		巡检方式	<input type="checkbox"/> 车巡 <input type="checkbox"/> 人员徒步
巡检起点		巡检人员	
巡检终点		巡检日期	
巡检记录	<ol style="list-style-type: none"> 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	

G.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 G.3。

表 G.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	<input type="checkbox"/> 高压 <input type="checkbox"/> 次高压 <input type="checkbox"/> 中压 <input type="checkbox"/> 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： <input type="checkbox"/> 种类：砂（） 粘土（） 壤土（） 煤渣（） 垃圾（） <input type="checkbox"/> 土壤密实性：松散（） 中等（） 坚硬（） <input type="checkbox"/> 含水量：干（） 潮湿（） 水泡（） 管地电位： 管道外涂层条件： <input type="checkbox"/> 良好 <input type="checkbox"/> 差 <input type="checkbox"/> 未涂层 管体外部条件： <input type="checkbox"/> 光滑 <input type="checkbox"/> 有凹坑 <input type="checkbox"/> 凹坑深度：____ 管道内部条件： <input type="checkbox"/> 光滑 <input type="checkbox"/> 有凹坑 <input type="checkbox"/> 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： <input type="checkbox"/> 数量：____ <input type="checkbox"/> 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			

G. 2.3 燃气泄漏和维修记录

燃气泄漏和维修记录见表 G.4。

表 G.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： <input type="checkbox"/> 姓名：_____ 电话：_____ 接收人信息： <input type="checkbox"/> 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： <input type="checkbox"/> 是否发现泄漏？ <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 <input type="checkbox"/> 使用 CGI？ <input type="checkbox"/> 是否需要立即采取行动？ <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 <input type="checkbox"/> 泄漏等级： <input type="radio"/> I <input type="radio"/> II <input type="radio"/> III <input type="checkbox"/> 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： <input type="checkbox"/> 螺纹 <input type="checkbox"/> 连接器 <input type="checkbox"/> 焊缝（给定类型） <input type="checkbox"/> 阀门 <input type="checkbox"/> 其他 管道信息： <input type="checkbox"/> 规格尺寸：（外径×壁厚）mm <input type="checkbox"/> 类型：钢（ <input type="checkbox"/> ）塑料（ <input type="checkbox"/> ）铸铁（ <input type="checkbox"/> ）其他（ <input type="checkbox"/> ）深度（ <input type="checkbox"/> ） <input type="checkbox"/> 涂层：搪瓷（ <input type="checkbox"/> ）包裹（ <input type="checkbox"/> ）镀锌（ <input type="checkbox"/> ）其他（ <input type="checkbox"/> ） 管道整体状况： <input type="checkbox"/> 极好 <input type="checkbox"/> 好 <input type="checkbox"/> 一般 <input type="checkbox"/> 差 管道敷设条件：沙（ <input type="checkbox"/> ）粘土（ <input type="checkbox"/> ）壤土（ <input type="checkbox"/> ）其他（描述） 土壤含水率： <input type="checkbox"/> 干 <input type="checkbox"/> 潮湿 <input type="checkbox"/> 浸泡 修复方式： <input type="checkbox"/> 修补涂层类型：胶泥（ <input type="checkbox"/> ） 热贴胶带（ <input type="checkbox"/> ） <input type="checkbox"/> 其他安装描述：_____ 安装的牺牲阳极： <input type="checkbox"/> 数量：_____ <input type="checkbox"/> 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

G. 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 G.5。

表 G.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	<input type="radio"/> I <input type="radio"/> II <input type="radio"/> 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： <input type="checkbox"/> 气体报警仪 <input type="checkbox"/> 红外/激光 <input type="checkbox"/> 宏观检查/植被 <input type="checkbox"/> 泄漏巡检仪 <input type="checkbox"/> 气味 <input type="checkbox"/> 探测孔 <input type="checkbox"/> 其他：_____		
	采集数据位置： <input type="checkbox"/> 建筑物内 <input type="checkbox"/> 建筑物附近 <input type="checkbox"/> 人孔内 <input type="checkbox"/> 土壤中 <input type="checkbox"/> 空气中 <input type="checkbox"/> 其他位置描述：_____		
	泄漏检测结果： <input type="checkbox"/> 甲烷浓度比(%):_____ <input type="checkbox"/> L.E.L.:_____		
	<input type="checkbox"/> P.P.M.:_____ <input type="checkbox"/> Negative:_____		
	检测人员：_____ 检测日期：_____		
泄漏原因分析	管道类型： <input type="checkbox"/> 干线 <input type="checkbox"/> 支线 <input type="checkbox"/> 仪表组 <input type="checkbox"/> 客户管道 <input type="checkbox"/> 其他		
	泄漏点地表类型： <input type="checkbox"/> 草坪 <input type="checkbox"/> 土壤 <input type="checkbox"/> 水泥沥青 <input type="checkbox"/> 砖砌 <input type="checkbox"/> 其他		
	泄漏可能源头： <input type="checkbox"/> 干线 <input type="checkbox"/> 分支 <input type="checkbox"/> 接头 <input type="checkbox"/> 阀门 <input type="checkbox"/> 仪表组 <input type="checkbox"/> 球座		
	泄漏原因分析 <input type="checkbox"/> 腐蚀，外部 <input type="checkbox"/> 腐蚀，大气 <input type="checkbox"/> 腐蚀，内部 <input type="checkbox"/> 开挖破坏 <input type="checkbox"/> 自然力破坏 <input type="checkbox"/> 其他外力破坏 <input type="checkbox"/> 材料、焊接或接头故障 <input type="checkbox"/> 设备故障 <input type="checkbox"/> 误操作 <input type="checkbox"/> 其他：_____		
泄漏修复	泄漏管道组件： <input type="checkbox"/> 管道 <input type="checkbox"/> 阀门 <input type="checkbox"/> 配件 <input type="checkbox"/> 接头连接件 <input type="checkbox"/> 调压器 <input type="checkbox"/> 其他：_____		
	管道材质： <input type="checkbox"/> 钢管 <input type="checkbox"/> 铸铁管 <input type="checkbox"/> 塑料管 <input type="checkbox"/> 其他		
	管道规格：_____ 安装年限：_____		
	管道状况： <input type="checkbox"/> 良好 <input type="checkbox"/> 一般 <input type="checkbox"/> 差		
	防腐层状况： <input type="checkbox"/> 良好 <input type="checkbox"/> 一般 <input type="checkbox"/> 差		
	修复方法： <input type="checkbox"/> 永久修复：_____ <input type="checkbox"/> 临时修复：_____		
	备注：		
	修复人员：_____ 修复日期：_____		
记录人员		审核人员	

G. 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 G.6。

表 G.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: <input type="checkbox"/> 刺 <input type="checkbox"/> 螺母从动件 <input type="checkbox"/> 栓柱 <input type="checkbox"/> 其他压缩式配件: _____ 4) 失效配件类型: <input type="checkbox"/> 主干线或分支线 <input type="checkbox"/> 三通 <input type="checkbox"/> 过渡配件 <input type="checkbox"/> 连接配件 <input type="checkbox"/> 立管 <input type="checkbox"/> 适配器 <input type="checkbox"/> 阀门 <input type="checkbox"/> 套袖 <input type="checkbox"/> 端盖 <input type="checkbox"/> 另外 5) 泄漏位置: <input type="checkbox"/> 泄漏区域 <input type="radio"/> 地上 或 <input type="radio"/> 地下 <input type="checkbox"/> 泄漏部位 <input type="radio"/> 里面 或 <input type="radio"/> 外部 <input type="checkbox"/> 所属管线 <input type="radio"/> 高压管线 <input type="radio"/> 次高压管线 <input type="radio"/> 中压管线 <input type="radio"/> 低压管线 <input type="radio"/> 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: <input type="checkbox"/> 钢 <input type="checkbox"/> 塑料 <input type="checkbox"/> 塑料和钢的组合 <input type="checkbox"/> 黄铜 <input type="checkbox"/> 未知的 <input type="checkbox"/> 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: <input type="checkbox"/> 规格尺寸: (外径×壁厚) mm <input type="checkbox"/> 材料: b) 第二根管件: <input type="checkbox"/> 规格尺寸: (外径×壁厚) mm <input type="checkbox"/> 材料: 15) 故障原因: <input type="checkbox"/> 腐蚀 <input type="checkbox"/> 自然力 是否存在热膨胀/收缩? <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 <input type="checkbox"/> 第三方开挖损坏 开挖损伤发生的时间? <input type="radio"/> 泄漏发现之后 或 <input type="radio"/> 泄漏发现之前 <input type="checkbox"/> 其他外力损伤 <input type="checkbox"/> 材料或焊缝/熔合 泄漏是由于 <input type="radio"/> 施工/安装缺陷 或 <input type="radio"/> 重大缺陷 或 <input type="radio"/> 设计缺陷 <input type="checkbox"/> 设备故障 <input type="checkbox"/> 误操作 <input type="checkbox"/> 其他原因: _____ 16) 泄漏是怎么发生的? <input type="radio"/> 通过密封或密封泄漏 <input type="radio"/> 通过配件自身泄漏 <input type="radio"/> 其他 17) 这是一次需要报告的危险泄漏吗? <input type="radio"/> 是 或 <input type="radio"/> 否			
检查人员		审核人员	

G.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 G.7。

表 G.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			
<p>1. 主管道： 平均压力： _____ 位置： _____ 泄漏检测方法： _____ 检测结果： _____</p> <p>2. 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？ <input type="radio"/>是 <input type="radio"/>否</p> <p>3. 仪表系统： 品牌： _____ 尺寸： _____ 数量： _____ 位置： _____ 测试外壳和配件是否泄漏？ <input type="radio"/>是 <input type="radio"/>否 泄漏检测方法： _____ 检测结果： _____</p> <p>4. 调压器： 品牌： _____ 尺寸： _____ 数量： _____ 输送压力： _____ 是否向外通风？ <input type="radio"/>是 <input type="radio"/>否 安全阀： 品牌： _____ 尺寸： _____ 调压器和配件是否经过泄漏测试？ <input type="radio"/>是 <input type="radio"/>否 检测结果： _____ 在电器关闭的情况下，仪表上是否有泄漏迹象？ <input type="radio"/>是 <input type="radio"/>否</p>			
记录人员		审核人员	

T/ CASEI ×××—××××

G. 2.7 调压器的检查记录

调压器的检查记录见表 G.8。

表 G.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）？ <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否		
环境检查记录	调压设施环境检查记录： 大气腐蚀： <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 刚性支撑管道： <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 调压站是否有看守： <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否 站内或调压箱杂草清除： <input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否		
记录人员		审核人员	

G. 2.8 安全阀检查记录

安全阀检查记录见表 G.9a，阀门检查记录见表 G.9b。

表 G. 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 G. 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

T/ CASEI ×××—××××

G. 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 G.10。

表 G.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。			

G. 2.10 阴极保护检查记录

阴极保护检查记录见表 G.11。

表 G.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 H
(规范性附录)
城镇燃气管道检测与监测方法

H.1 燃气管道检测方法

燃气管道检测方法参考标准见表 H.1。

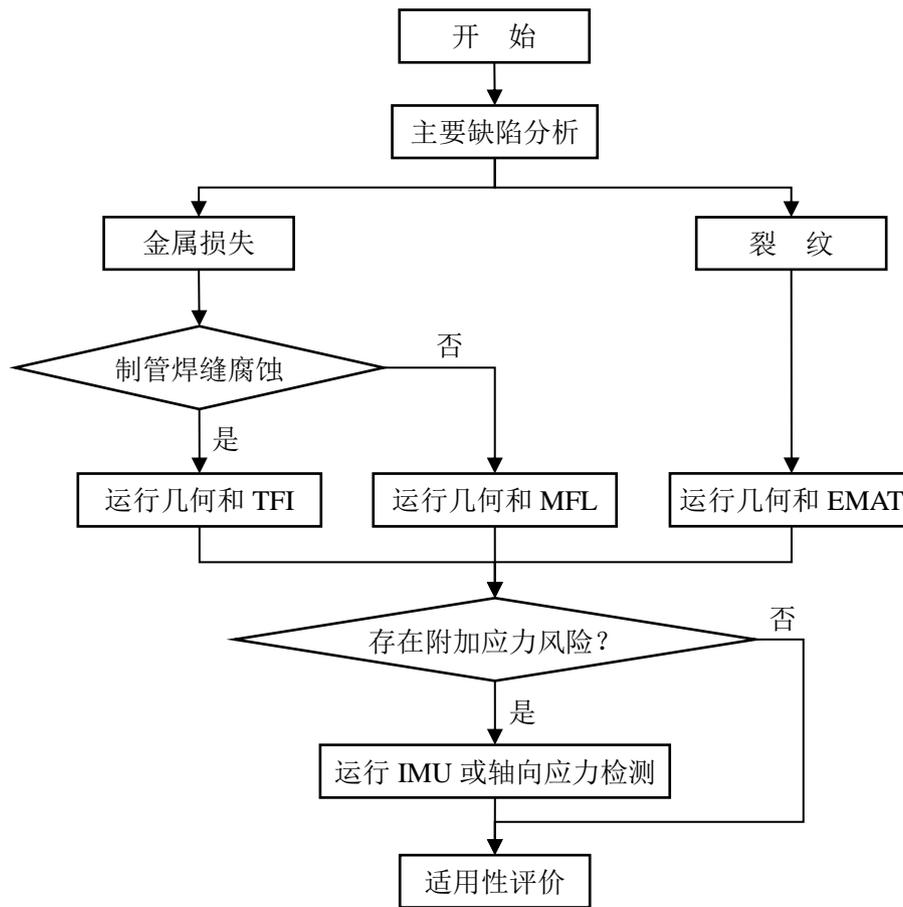
表 H.1 燃气管道检测方法参考标准

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

H.2 内检测

H.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。

H.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 H.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。



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

图 H.1 内检测技术选择流程

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 3 外检测

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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 $>0.5\text{mV/m}$ 时，存在直流杂散电流；地电位梯度 $\geq 2.5\text{mV/m}$ 时，可能受直流干扰影响，需评估确定是否需要采取防护措施；
- 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 $\geq 20\text{mV}$ 时，存在直流干扰；管地点位相对自然电位正向或负向偏移 $\geq 100\text{mV}$ 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。

H. 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 $\leq 4\text{V}$ ，可不采取防护措施；交流干扰电压 $> 4\text{V}$ ，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 H.2。

表 H.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/m^2)	< 30	30~100	> 100

H. 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 $>200\text{mV}$ ，或感应电流波动值 $>2\text{A}$ 时，应采取杂散电流排流保护或其他防护措施。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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进行直接检测，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。

H. 4 压力试验

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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 H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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 H.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	$PN > 0.8$	$1.5P$	2	$1.25P$	24
	$PN \leq 0.8$	$\text{Max}\{1.5P, 0.4\}$	2	$1.1P$	24
铸铁管	$PN \leq 0.4$	$\text{Max}\{1.5P, 0.4\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.4\}$	24
	$0.1 < PN \leq 0.2$	$\text{Max}\{1.5P, 0.2\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.2\}$	24
聚乙烯管	$PN > 0.4$ (SDR11)	$\text{Max}\{1.5P, 0.4\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.4\}$	24
	$PN < 0.2$ (SDR17.6)	$\text{Max}\{1.5P, 0.2\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.2\}$	24
钢骨架聚乙烯复合管	$0.2 < PN \leq 0.4$	$\text{Max}\{1.5P, 0.4\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.4\}$	24
	$0.1 < PN \leq 0.2$	$\text{Max}\{1.5P, 0.2\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.2\}$	24
其他新类型管道	$0.2 < PN \leq 0.4$	$\text{Max}\{1.5P, 0.4\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.4\}$	24
	$0.1 < PN \leq 0.2$	$\text{Max}\{1.5P, 0.2\}$	2	$\text{Min}\{1.1P, 0.2\}$	24

H.5 泄漏检测

H.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。

H.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 H.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 H.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。

H.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。

H.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。

H.5.5 泄漏初检

H.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。

H.5.5.2 埋地燃气管道的泄漏初检可采用无人机载仪器、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。

H.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。

H.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。

H.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 $\geq 0.1\%$ ；
- b) 泄漏区域历史检出泄漏点数量 ≥ 50 个。

H.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。

H. 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；
- d) 硫化氢浓度小于 10mg/m³。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 5.6 泄漏判定

H. 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。

H. 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。

H. 5.7 泄漏点定位

H. 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。

H. 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。

H. 5. 8 泄漏点等级评估

H. 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。

H. 5. 8. 2 应根据泄漏点的危险程度进行等级评估，见表 H.5，并根据危险等级采取泄漏处置、扩大检测、应急管理 etc 风险控制措施。

表 H. 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	<ol style="list-style-type: none"> 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，并应采取持续监测	燃气管道所经地面燃气浓度达到 20PPM~80%LEL。
III 级	发现时无危害，并且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： <ol style="list-style-type: none"> 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。 		

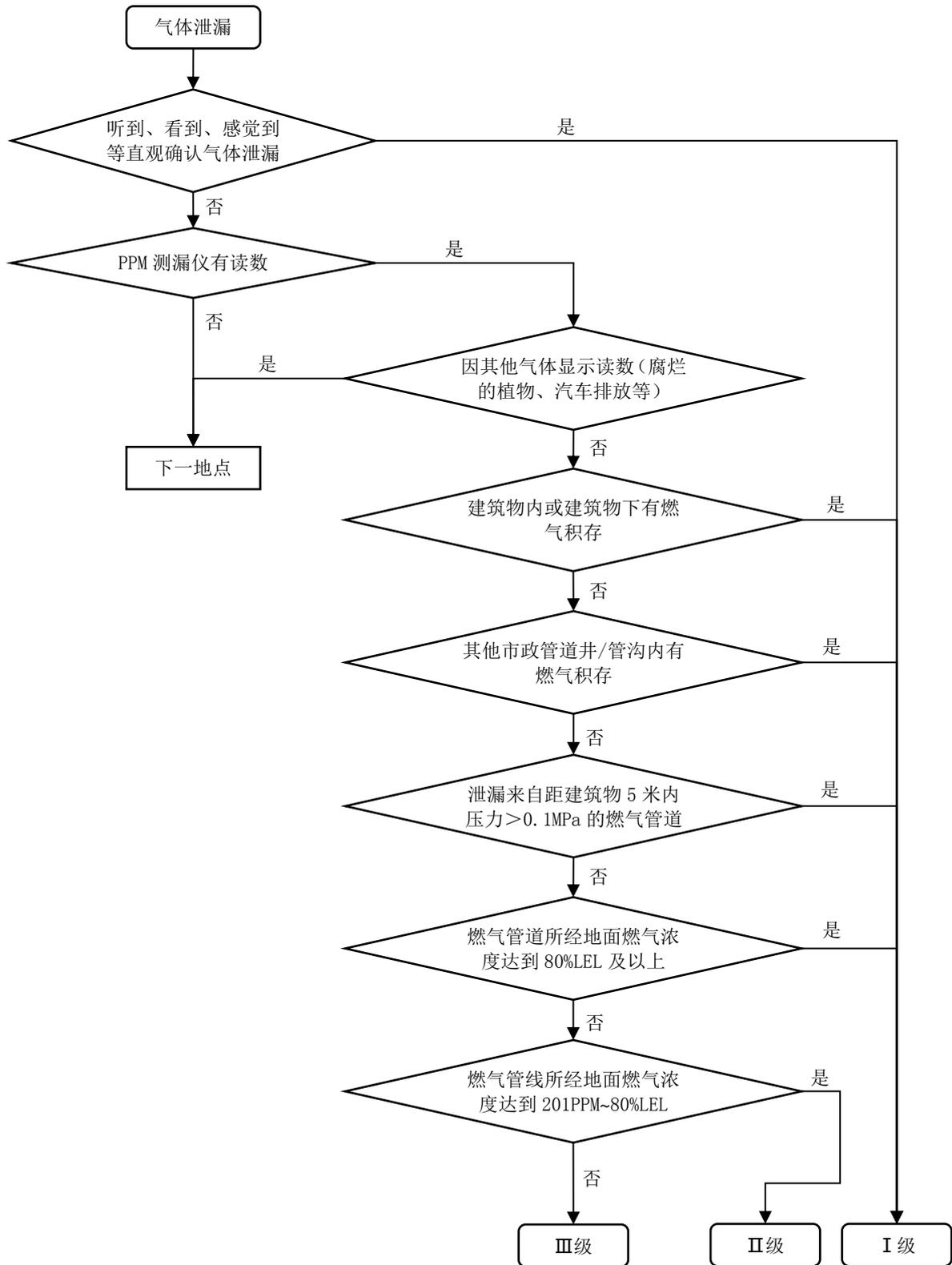


图 H.2 燃气泄漏检测与评级流程

H.6 监测技术

H.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

T/ CASE1 ×××—××××

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。

H. 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。

H. 7 其他

H. 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。

H. 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。

H. 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。

H. 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 I

（规范性附录）

城镇燃气管道评价方法推荐

I.1 适用性评价方法

I.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计算，对管体缺陷进行剩余强度评估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龄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。

I.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、应力分析计算、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。

I.1.3 适用性评价应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。

I.1.4 适用性评价应考虑获取缺陷数据的检测设备的检测精度误差。

I.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。

I.1.6 应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。

I.1.7 基于内检测的适用性评价应包括：

- a) 缺陷的类型、分布及严重程度统计，并分析原因，提出本体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，参照 GB 32167 和 GB/T XXXX 选择相应的评价方法，可参照 SY/T 6151、SY/T 6477、SY/T 6996、GB/T 19624、GB/T 30582、GB/T 35013 等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。

I.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。

I.2 剩余强度评价

I.2.1 按照以下要求，对检测发现的缺陷进行剩余强度评估，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估按照 GB/T 19624 进行；

T/ CASEI ×××—××××

- c) 凹陷的剩余强度评估按照 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 和 SY/T 6477 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。
- I. 2. 2 存在较大附加应力的管段，应采用理论分析、数值模拟或应力测试方法进行应力分析计算。
- I. 2. 3 管道最大允许操作压力提高、地区等级升级或运行温度改变时，应按照 GB 50251 和 GB 50028 规定方法进行耐压强度校核。

表 1. 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	SY/T 6151 SY/T 6477 SY/T 10048 GB/T 19624 GB/T 30582	ASME B31G DNVGL-RP-F101 API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910
划痕	SY/T 6151 (修订版含划痕) SY/T 6477	API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910 Shannon方法
管体制造缺陷 ^a	SY/T 6151 (修订版含制造缺陷) SY/T 6477	API 579 BS 7910 Shannon方法
分层	SY/T 6477	API 579
凹陷	SY/T 6996 SY/T 6477	API RP 1183 ASME B31.4 ASME B31.8 CSA Z662
焊缝缺陷 ^b	SY/T 6477 GB/T 19624	API 579-1/ASME FFS-1 BS 7910
裂纹	SY/T 6477 GB/T 19624	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。		

I. 3 剩余寿命预测

I.3.1 对检测发现的含腐蚀等与时间有关的缺陷管道，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。

I.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。

I.4 材料适用性评价

I.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，应按照 GB/T 30582 进行材料适用性评价。

I.5 泄漏区域危险性评估

I.5.1 燃气管网应结合全面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。

I.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。

I.5.3 燃气管网运行超过 10 年时应开展首次泄漏评估工作，首次评估后，应结合全面检验周期进行复评。

I.5.4 泄漏评估应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 1.2 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
备注： 1. 泄漏点的危险等级评估见表 I.4。		

I.6 异常工况评价

I.6.1 其他特殊情况评价

附录 J
(资料性附录)

城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求

J.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：

a) 概述

概述应包括以下内容：

- 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；

b) 识别结果

识别结果的内容应至少包括如下内容：

- 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。

J.2 燃气管道风险评价报告

管道风险评价报告包括如下内容：

- a) 评价概述；
- b) 管道概述；
- c) 评价方法；
- d) 危害因素识别结果；
- e) 单元划分；
- f) 失效可能性分析结果；
- g) 失效后果分析结果；
- h) 风险计算结果及风险消减措施建议；
- i) 风险再评估结果（若有）；
- j) 风险因素敏感性和不确定性分析；
- k) 问题讨论；
- l) 结论和建议。

J.3 燃气管道检测报告

J.3.1 燃气管道检验报告

城镇燃气管道检验检测评估报告应至少包括以下方面的内容：

- a) 项目概况；
- b) 数据收集：应简要说明数据来源，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。

J.3.2 燃气管段压力试验报告

压力试验报告包括如下内容：

- a) 工程情况；
- b) 试压方案；
- c) 记录；
- d) 发现的缺陷与异常；
- e) 修复情况；
- f) 结论与建议。

J.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	

J.3.2 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：

- a) 检测对象及概况；

T/ CASE1 ×××—××××

- b) 依据标准;
- c) 检测记录;
- d) 发现的异常及判定结果;
- e) 处理情况;
- f) 再评价周期;
- g) 结论。

J.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		

J.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:

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

J.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:

- a) 管道概况;
- b) 评价选用方法;
- c) 评价指标;

- d) 评价过程;
- e) 评价结果;
- f) 结论与持续改进建议。

附录 K
(资料性附录)
建设期燃气管道完整性管理

K.1 一般要求

K.1.1 建设期燃气管道完整性管理的目标是提升新建管道的本质安全，减少由于设计不合理、施工不当导致管道风险偏高或存在难以消除的缺陷。燃气管道设计单位、施工单位在设计施工过程中应以支持运行中的完整性管理为目标，设计和施工按照现行标准执行的同时，宜进行过程中的完整性评价，以发现与长期安全运行需求之间的差异，并及时改进。

K.1.2 建设期应开展管道完整性管理，包括设计选材、产品制造、运输与贮存、到场验收和施工安装与验收等方面，如图 2 所示。

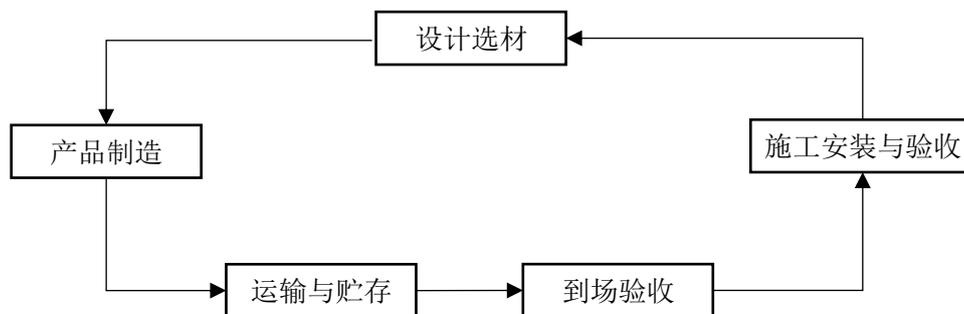


图 K.1 建设期燃气管道完整性管理流程

K.1.3 燃气管道应执行建设期的相关标准和要求，严格按照设计图纸进行施工。施工过程中要做好物资采购、质量监督和工程验收管理，确保施工质量。加强质量监督和工程验收管理，确保施工质量。

K.1.4 燃气管道在工程交工验收前，应进行管道走向、埋深，记录相关的检测 results 和整改情况。竣工验收前，应完成设计阶段的专项评价报告、建设阶段的质量控制相关报告和基础数据的交接，并保存埋深与整改报告。

K.1.5 燃气管道在新改扩竣工验收及修复验收后，应完成数据移交工作并及时更新。项目建设单位应确保管道投产时为“零占压”。

K.2 设计与选材评价管理

K.2.1 在燃气管道建设立项后，应首先开展设计工作，包括设计选标、设计监理和设计审查等。

K.2.2 燃气管道材质选择、压力级制选择、埋深要求、地区等级划分、材料要求、穿跨越要求、管道流量和水力计算等应符合 GB 50028 要求。

K.2.3 燃气管道的路由优选

(1) 应依据管道途经区域的高后果区识别的分析结果，进行管道路由的优选，并对管道沿线的关键区域进行识别。

(2) 应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。

(3) 应考虑管道运行期的维护及抢修要求，进行管道路由的优选。

(4) 应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。

(5) 应考虑管道所在城市建设的发展规划,进行管道路由的优选。

K.2.4 燃气管道的防护措施

(1) 应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。

(2) 应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,应有针对性地进行相关技术措施的设计。

(3) 对于识别出的重点区域管段,应进行危害因素分析,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。

(4) 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,并提出运行维护建议、注意事项和应对措施等。

(5) 应考虑由于施工对周围环境造成的挠动和破坏,而使管道工程发生衍生灾害,设计采取的有效预防措施。

(6) 应充分考虑管道各阶段的数据要求和规范,以及应提交给运行管理者的数据。

(7) 应有特殊材料和设备的风险控制措施。

(8) 应识别出在运行过程中可能出现的风险源、发生事故的可能性、发生事故的可能后果等因素,设计出有效的预防技术措施。

K.2.5 非金属管道的压降计算、热力计算、管道设计应符合 SY/T 6769 系列标准的规定。

K.2.6 对于不存在回归特性的非金属管道,应通过管体最小爆破压力值确定公称压力等级,并且采用爆破压力试验进行验证;对于具有显著的回归特性非金属管道,应通过系列长期静液压力试验确定的公称压力等级。

K.2.7 管道性能受温度及压力影响较为明显,应综合考虑后期服役温度和压力变化,选材时进行裕量设计。针对不同工况条件,最大工作压力的确定应在公称压力等级的基础上乘以对应的温度及介质折减系数。

K.2.8 输送油气两相或气相输送的燃气输配金属管应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。

K.2.9 管道选材评价主要针对基体材料、增强材料、连接件和全尺寸实物管道进行,不同管道的评价应依据对应的相关标准开展。

K.2.10 针对现行标准对特定工况燃气输配非金属选材无明确指导的,应提供的现场经验至少经过持续 5 年时间验证,并且包括一个现场使用之后的实验室全面检查,仍满足设计要求的可作为选材推荐。

K.3 产品制造

K.3.1 管道的生产制造应符合表 1 要求。

K.3.2 产品制造过程中宜通过驻厂监造和出厂验收等方式进行产品质量控制。

表 K.1 管道的生产制造标准

压力	管材种类	标准
≤1.6 MPa	聚乙烯燃气管道	GB 15558.1 GB 15558.2

	机械接口球磨铸铁管道	GB/T 13295
	焊接钢管	GB/T 3091
	镀锌钢管和无缝钢管	GB/T 8163
	燃气用钢骨架聚乙烯塑料复合管	CJ/T 125 CJ/T 126
	Q235B 焊接钢管	GB/T 3091
>1.6 MPa	钢管	GB/T 9711.1 GB/T 9711.2 GB/T 8163
	管件	GB 12459 GB/T 13401 GB/T 17185 SY/T 0510 SY/T 5257
	法兰	GB/T 9112~ GB/T 9124 GB/T 13402
	绝缘法兰和绝缘接头	SY/T 0516
	非标异径接头、凸形封头、平封头和焊接预制单体	GB 150
	低压玻璃纤维管线管和管件	SY/T 6266
	高压玻璃纤维管线管	SY/T 6267
	柔性复合高压输送管	SY/T 6662.2
	钢骨架增强热塑性塑料复合连续管	SY/T 6662.4
	增强超高分子量聚乙烯复合连续管	SY/T 6662.5
	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	SY/T 6662.7

K. 4 运输与贮存

K. 4.1 金属管道在运输与贮存应符合 SY/T 6577 的规定。

K. 4.2 聚乙烯管材运输应符合如下要求：

(1) 管材、管件和阀门搬运时，应小心轻放，不得抛、摔、滚、拖。当采用机械设备吊装管材时，应采用非金属绳(带)绑扎管材两端后吊装。

(2) 管材运输时，应水平放置在带挡板的平底车上或平坦的船舱内，堆放处不得有损伤管材的尖凸物，应采用非金属绳(带)捆扎、固定，管口应采取封堵保护措施。

(3) 管件、阀门运输时，应按箱逐层码放整齐、固定牢靠。

(4) 在运输过程中不应受到暴晒、雨淋、油污及化学品污染。

K. 4.3 聚乙烯管材贮存应符合如下要求：

(1) 管材、管件和阀门应按不同类型、规格和尺寸分别存放，并应遵照“先进先出”原则。

(2) 管材、管件和阀门应存放在仓库(存储型物流建筑)或半露天堆场(货棚)内。仓库(存储型物流建筑)或半露天堆场(货棚)的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《物流建筑设计规范》GB 51157 的有关规定。存放在半露天堆场(货棚)内的管材、管件和阀门不应受到暴晒、雨淋,应有防紫外线照射措施;仓库的门窗洞口应有防紫外线照射措施

(3) 管材、管件和阀门应远离热源,严禁与油类或化学品混合存放。

(4) 管材应水平堆放在平整的支撑物或地面上,管口应采取封堵保护措施。当直管采用梯形堆放或两侧加支撑保护的矩形堆放时,堆放高度不宜超过 1.5m;当直管采用分层货架存放时,每层货架高度不宜超过 1m。

(5) 管件和阀门应成箱存放在货架上或叠放在平整地面上;当成箱叠放时,高度不宜超过 1.5m。在使用前,不得拆除密封包装。

(6) 管材、管件和阀门在室外临时存放时,管材管口应采用保护端盖封堵,管件和阀门应存放在包装箱或储物箱内,并应采用遮盖物遮盖,防日晒、雨淋。当成箱叠放时,高度不宜超过 1.5m。在使用前,不得拆除密封包装。

(7) 管材、管件和阀门在室外临时存放时,管材管口应采用保护端盖封堵,管件和阀门应存放在包装箱或储物箱内,并应采用遮盖物遮盖,防日晒、雨淋。

K.4.4 其它非金属管材运输应符合如下要求:

(1) 运输管道时,应平放或盘卷平放,堆放高度不应超过 3m。

(2) 禁止将管道卷盘悬挂在一个固定物上。运输车上不应有损伤管道的尖锐物。

(3) 管道接头在运输时,宜放在纸箱中,且接头与接头之间宜添加软的填充物。

(4) 管道接头与管材宜扣压好,同管材一起盘卷运输。

(5) 新的、用过的管道,均应在装有螺纹保护器的情况下搬运和运输。

(6) 在运输过程中,应避免阳光照射、雨雪浸淋。防止与会损坏管道的物质接触,并距离热源至少 1m。

(7) 管道不得受到抛摔、剧烈的撞击、划伤、曝晒,避免潮湿和化学品污染。

(8) 连续管在运输中严禁烟火,不可重压或与锋利物品碰撞。

(9) 管道接头在运输中严禁磕碰、重压以免损伤。

K.4.5 其它非金属管材贮存应符合如下要求:

(1) 到达现场的管道应平放在平整的软土地上,两端底部固定,以免滚动发生意外事故。地面不应有可能造成管子表面损伤的碎石或其它硬物。

(2) 管道存放地不应有易燃物品,距热源大于1m。室内贮存时,贮存环境温度一般不宜超过40℃,且通风良好。临时露天存放时,应用防晒网或帆布遮盖,防止暴晒和雨淋。

(3) 管道存放时,盘卷上应标明规格、数量、生产日期等。

(4) 管道堆叠时的高度不大于2m。

(5) 管道的贮存期不宜超过1年。

(6) 应保证内、外螺纹保护器对每根柔性复合管金属接头具有有效保护作用。

(7) 管道宜存放在通风良好,温度不超过40℃的库房或简易场地,不应与火焰或高温物体接触,存放时间较长时应遮盖。

(8) 水平堆放高度不宜超过1.5m,管径DN200以上不宜超过5层, DN300以上不宜超过3层。

K.5 到场验收

K. 5.1 金属管道在到场检验应符合 5.3.1 制造标准要求。

K. 5.2 非金属管道在到场检验应符合下列要求：

(1) 资料审查

项目组织实施单位组织查验到货非金属管道、管件和配套材料的合格证、使用说明书等质量证明文件和技术文件是否齐全。实施监造的，还应提供监造报告。重点检查按合同约定进行检验的出厂质检报告。凡不符合质量要求、无产品合格证和出厂质检报告的应拒收。

(2) 实物查验

- a) 规格种类：项目组织实施单位依据订货合同组织核对非金属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等关键指标，同时核对非金属管（内衬层、增强层、外保护层）和接头的材质。
- b) 数量批次：管道总长度，即管道连接后的净长度（考虑了由管道连接造成的接头长度的正常损失），应符合订货合同。项目组织实施单位组织核对非金属管、管件、密封垫等制造日期，确保到货产品储存期自生产不超过 1 年。
- c) 保护装置：项目组织实施单位组织检查每根非金属管的内、外螺纹保护器是否存在，螺纹保护器是否覆盖内、外螺纹端的整个螺纹长度。保护器应隔绝外来物质（如碎石、沙尘）对螺纹和管子内部的影响。
- d) 质量初检：项目组织实施单位组织用户、施工单位、监理单位、生产厂家等管理人员和操作人员对运至现场的柔性复合管及管件逐根、逐件进行以下各项复验检查，不合格者不得使用。

(3) 产品性能抽检

项目组织实施单位组织用户、施工单位、监理单位等对运至现场的非金属管和管件进行抽检。抽检数量和试验内容由供需双方商定。应重点检验到货产品的短期静水压强、水压爆破强度、纵向回缩率、受压开裂稳定性，应满足 5.3.1 制造标准要求。

K. 6 施工安装与验收

K. 6.1 金属管道应符合 CJJ 33 的规定。

K. 6.2 聚乙烯管道应符合 CJJ 63 的规定

K. 6.3 非金属管道在施工安装与验收应符合下列要求：

(1) 施工技术准备

- a) 非金属管道生产厂家应提供施工使用指南（指南应包括：非金属管道及配件的安装和维修要求），并对非金属管道的施工安装进行技术指导，或由生产厂家直接进行施工安装。
- b) 施工单位确定后，应取得设计部门提供的设计文件，由设计部门进行施工交底，掌握设计要求；设计文件审查和设计交底应结合现场勘察进行，当发现设计中存在的问题时，应及时向设计部门提出变更设计的要求。
- c) 施工单位应根据设计图，组织现场勘察，详细了解和掌握管道通过地区的环境条件和土壤条件。
- d) 施工单位应编制施工组织设计，明确施工方案，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。
- e) 施工单位于开工前组织并拉运非金属管道及管件等主材和密封脂、法兰、阀门等配套材

料至施工现场，应按合同约定内容进行验收。

(2) 施工过程质量管理

- a) 施工机械齐全且均处于合格、正常状态。
- b) 施工单位应对非金属管道/管件和其他组件的名称、型号、尺寸和外观等进行检查，确认是否符合设计规定。
- c) 非金属管道施工过程中，施工单位应按设计图和设计要求的規定进行施工，不得擅自修改；需要时，应按程序报批，经项目组织实施单位审查批准后实施。
- d) 施工过程中，施工单位应设专职或兼职质量管理人员负责质量管理。
- e) 施工过程中的所有设计变更应以“设计变更单”、“设计联络单”的形式体现，并经设计部门签字批准，否则无效。重大变更应经项目组织实施单位同意，并由设计单位提出正式变更设计文件。
- f) 在隐蔽工程施工前，施工单位应提前二天书面通知项目组织实施单位代表进行中间验收，项目组织实施单位代表应在规定时间内进行验收，发现问题及时处理，填写隐蔽工程验收记录。
- h) 施工过程中应有齐全、准确的原始施工记录资料。

(3) 施工安装

a) 管沟

- 管沟开挖：管沟开挖前，应进行技术交底，交底内容包括管沟挖深、沟底宽度、最小弯曲半径、边坡坡度、弃土位置等。管子采用传统的“开沟回填”法或用特制的开沟犁“犁入”法进行埋地铺设。管沟开挖时，应将弃土堆放在没有布管的一侧，堆土距沟边应不小于 0.5m，高度不宜超过 1.5m，表层耕植土与下层土壤应分层堆放。不得掩埋附近建筑物和其它设施，且不得影响它们的安全和正常使用。当管沟采用爆破开挖方式时，应严格执行爆破规定，并制定有效的安全措施。
- 管沟深度：管道的埋深应根据输送介质和环境条件确定。设计管顶埋深一般不宜小于 1.2m。每千米检查 10 处，沟底标高允许偏差为 0~100mm。
- 管沟宽度：管沟沟底宽度根据管沟深度、非金属管的结构外径及采取的施工措施确定，并应符合如下规定。当管沟深度为 0.8~3m 时，沟底宽度应按下式计算：

$$B=D_0+b$$

式中：

B ——沟底宽度，单位为米；

D_0 ——非金属管的公称外径，单位为米；

b ——沟底加宽裕量（应按表 1 取值），单位为米。

表 K.2 沟底加宽裕量

单位为m

施工方法	沟上组装			沟下组装		
	旱地	沟内有积水	岩石	旱地	沟内有积水	岩石
b	0.4	0.6	0.8	0.6	0.8	1.0

- 管沟边坡坡度：管沟边坡坡度以保证不塌方、不偏帮为准，应符合设计要求。当设

计无明确要求时，在地质条件良好、土质均匀、地下水位低于管沟底面高程、且开挖深度在 5m 以内沟壁不加支撑的情况下，管沟边坡最陡坡度应符合 GB 50369-2006 表 8.1.2 中的规定。深度超过 5m 或不稳定土层的管沟，可根据实际情况，采取放缓边坡、加支撑或采取阶梯式开挖等措施，必要时可采取板桩加固的方法。

- 最小弯曲半径：管沟宜开直，但在起伏大或需拐弯时，管沟弯曲应大于管子工作状态下的最小弯曲半径，见表 3。

表 K.3 非金属管最小弯曲半径

公称直径 DN	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
允许弯曲半径 R	≥80DN						≥100DN						≥120DN
注：管段上有接头时，R 不应小于 200DN。													

- 间距：非金属管道同沟铺设，管道间距不应小于 100mm。一般不宜与金属管道同沟敷设。必须同沟敷设时，非金属管道与金属管道的净间距不应小于 400mm。非金属管道敷设与其它管道交叉时，宜从下面穿越，相互净距应大于 150mm、且不小于管径；当条件不能满足时，可从上面穿越，相互净间距宜大于 200mm；管道与埋地电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 500mm。
- 沟底质量：管沟沟底宽度应一致，连续、平整，无明显可见的圆石或尖角形石块及其它可能对管道产生集中载荷的硬质物；不得有悬空、沉陷；沟壁无明显的凹凸与台阶。每千米应检查 10 处。对管径小于 DN50 的柔性连续复合管，单根管长、接头少，沟底宽度可根据安装需要适当减小。
- 特殊地段管沟开挖：当只存在不稳定土层时，随挖土的加深，自上而下设置足够数量的木质撑板或钢板桩对管沟侧壁加以支撑，并适量深挖，结束开挖后回填砂、砂砾或砂土质混合物并压实至 95% 的压实度，形成厚度不小于 150mm 的稳定基础和垫层。当既存在不稳定土又有积水时，应采取有效措施排水并随挖土的加深对沟壁加以支撑，做沟底人工基础；或者不加沟壁支撑而采取加大管沟底部宽度和管沟边坡坡度的办法保持沟壁稳定，并做人工基础和垫层。当地下水位较高时，应采取降低地下水位。在管沟开挖和管道安装期间，排水或抽水不得间断，保证接口处无水，直至安装完毕并回填到足以防止浮管的高度为止。

b) 布管

- 非金属管道布管放线时，一般将管线盘放在支架上，或用吊车吊起将盘卷横放，用牵引设备沿管沟释放。放线速度要平稳均匀。放线时应有专人看护，防止管线脱落打褶。
- 非金属管道接头一端为外丝接头、另一端为螺母接头，要连接的两条管线需现场调配好外丝接头与另一条管线螺母接头对接。
- 布管过程中，非金属管道的弯曲不得小于其最小弯曲半径，不得对柔性管做强硬的弯曲或固定。
- 如用机械牵引设备牵引布管，牵引点应在管线金属接头后面 30cm 的地方，匀速牵引，且拉力不得大于管材拉伸强度的 50%。
- 非金属管道布管时的环境温度不应低于 -10℃。

- 布管时应保证管体下方无碎石、硬土等坚硬物质存在，避免管体被硬物划伤受损。
- 管道放置在管沟旁不堆放土方的一侧。

c) 连接

- 连接方式：非金属管道之间的连接形式有螺纹、扣压和法兰连接，现场常采用扣压接头活螺纹连接。当非金属管道与钢管连接时，应采用钢转换接头。接头材质一般采用普通优质碳钢或不锈钢，普通碳钢接头需进行防腐处理。非金属管道连接时，严禁使用明火进行加热。为防止管道接口应力集中、受力松动，影响接口强度，非金属管道宜采用沟下连接的方式，对于不大于 DN50 非金属复合管也可采用沟上连接然后下沟的方式。
- 连接方法：管道连接时应检查全部连接材料是否符合设计要求。管道与钢管同沟敷设时，应先安装钢管，后安装非金属管道。非金属管道与钢管的间距严格按设计要求执行。管道与地下已建管道、电力或通信电缆交叉时，应严格按设计施工。对于穿越部分有接口的非金属管道，应在穿管前对穿越段进行强度和严密性试验，并办理隐蔽工程交接手续。
- 非金属管道之间扣压接头活螺纹连接方法应符合下列规定：
 - 螺纹检查处理：取掉管子两端的螺纹保护器，仔细检查螺纹，剔除有螺纹损伤和防腐损伤的管子，或修复合格后再用；当非金属管与钢质管接头连接时，应检查二者螺纹是否匹配、钢接头有无可能划伤非金属管接头的毛刺。当二者螺纹不匹配时应进行处理；有毛刺时应用钢质 螺纹适配器将其清除；
 - 清洁螺纹：用干净的钢丝刷清理螺纹，用棉纱或碎布对脏螺纹进行清洗并彻底擦干。不得在螺纹根部残留任何污物和液体；
 - 将管线接头密封面擦拭干净，涂抹专用的润滑脂，放入专用密封垫（厂家提供），将外丝扣接头和螺母接头连接上。大口径管线选择适当管钳拧紧即可，小口径管线使用活动扳手拧紧即可，拧紧时扳手固定部位应卡在接头固定位置；
 - 用管钳拧紧接头时，螺母接头会带动管线产生一定扭动，为避免此现象对接头密封造成影响，要求务必牵引外丝扣接头向前施工，管线下沟时可将扭矩释放；也可以使用三把管钳连接，用一把管钳固定住螺母接头后方。
- 钢转换接头连接方法应符合下列规定：非金属管道与钢转换接头连接时，应待钢转换接头焊接冷却后，再按照要求连接非金属管道接头，以避免因高温烫坏密封垫造成渗漏。
- 采用法兰连接时，应在自然状态下找正，清除法兰端面的污物，平整放入密封圈（垫）；上紧螺栓时，应对角上紧，且用力均匀，反复将每个螺栓拧紧，使法兰密封面与密封圈（垫）完全紧密贴合。
- 其它连接方法应按生产厂家推荐的作法进行。

d) 敷设

- 下沟：非金属管道连接后应以蛇形下沟，以消除热胀冷缩造成的形变。下沟时，管道的弯曲半径应大于管子最小弯曲半径。非金属管道下沟时，不应打折、反弯。下沟的管子应均匀压在坚实稳定的垫层或沟底基础上，使管子下部和沟底完整、连续接触，严禁悬空。管沟内应以疏松土质为主，不得有硬物磕碰管体，管沟外尽量做好每个

接头的标记。管道敷设时，需由一头（井场或站上）向另一头进行，不宜双向敷设。

- 稳管要求：管道直管段应根据设计要求确定是否加设止推座等稳管设施。
 - 特殊地段管道的固定要求：
 - 低洼地段：沼泽等低洼地段敷设管道时，宜用沙袋或加装混凝土固定座防止管道漂浮。当低洼地段的管道连续长度超过300m时，应加装混凝土固定座。在此类地段浇筑固定座时应采取临时排水措施，固定座的受力面宜浇筑在管沟的原土层上；
 - 流沙和多石地段：在流沙地段敷设管道时，宜设置草方格或在下方和上方用沙袋固定管道。多石和硬土地带敷设管道时，管道上下细土垫层的厚度不应小于200mm，且应根据管道的尺寸和直管段的长度加设混凝土固定座。
 - 管道支座的安装应在管道试压之前进行。支座应现场预制，将管件全部包住，中间应用橡胶垫。
 - 检查所有管墩截面尺寸是否达到设计要求，管墩截面尺寸允许偏差 ± 20 mm。
 - 穿越要求
 - 穿越管道轴线位置应符合设计要求。水平偏差：顶管穿越不大于 $-1\%L$ （ L 为穿越长度），河底开挖不大于 -200 mm，路基开挖不大于 -100 mm。管沟开挖深度应符合设计要求。允许偏差：顶管穿越为 -40 mm \sim $+30$ mm，河底开挖不大于 200 mm，路基开挖不大于 -100 mm \sim $+50$ mm。
 - 穿越公路、水渠：当非金属管道采用套管保护穿越公路、沟渠时，应按设计要求进行施工。当设计无要求时，应在套管内安装隔离支架，应用钢管或钢筋混凝土管作为套管。套管两端应伸出路基坡脚 2.0 m，套管两端环空应采用长度不小于 150 mm的沥青麻刀塞紧，外面用添加 $3\% \sim 5\%$ 防水剂的防水水泥砂浆封堵，封堵长度不宜小于 50 mm，以防非金属管道松动后被套管端部的粗糙尖锐毛边损伤。
 - 非开挖穿越：非金属管道采用非开挖机械施工时，必须保证穿越周围建筑物、构筑物不发生沉陷、位移和破坏。穿越时，需用牵引绳做导向，禁止在穿越过程中划伤、扭曲管线。如果发生增强层未损伤的保护层破坏，可用防腐胶带对保护层进行缠绕修复。
 - 穿越横管：非金属管道与其他管道交叉敷设时，宜从横管下面穿越，相互净距应大于 150 mm，且不应小于柔性复合管外径。从横管上面穿越，相互净距宜大于 200 mm。
- e) 清扫：管道连接完毕后应进行清扫。管道不宜采用通球清管，宜采用空气吹扫。清扫时应设禁区。
- f) 试压
- 管道清扫完毕后进行试压。试压应采用水压试验。在寒冷、严重缺水情况下，当管道位于一、二类地区，且管线设计压力小于等于 0.6 MPa时，也可采用气压试验。一般情况下，试压长度宜小于 2 km。对缺水地区或特殊地段，可适当延长管道试压长度。试压时非金属管道外部有水的情况下，应进行排水处理。试压前，施工单位应编制试压方案，报项目组织实施单位批准后执行。试压应由项目组织实施单位、施工单位、施工监理共同进行，宜请制造商参与试压。当进行压力试验时，划定禁区、设置警示

带，禁止无关人员进入作业区。试压时，环境温度不宜低于 5℃。当环境温度低于 5℃ 时，应确保防冻措施到位，试压后应及时放水清管。

- 试压条件：管道连接安装应检验合格；埋地管道除接头外（长度 500mm~600mm），已按回填与压实要求回填至管顶以上 500mm，并压实到要求的压实度；管道固定支座和止推座等均应达到设计强度要求。试压管段上的所有接口均已封堵且无泄漏，对试压有影响的设备、障碍物应清除。试压和排水设备准备就绪，水源供给充足，试压泵、压力表应检查、校验合格。试压用的压力表应经过法定计量机构检定合格，并在有效期内；其精度不应低于 1.5 级，表盘直径不应小于 150mm。量程宜为试验最大试验压力的 1.5 倍，每一个试压系统至少安装两块压力表。
- 试压要求
 - 水压试压的强度试验的静水压力为设计压力的1.5倍，严密性试验压力为设计压力；气压试验的强度试验压力为设计压力的1.25倍，严密性试验压力为设计压力。
 - 水压试压时，先在低处向非金属内缓慢注水，从高处完全排除空气后升压。试压介质应为清水。冬季进行水压试验时，应采取防冻措施，水温不应低于5℃。
 - 水压试压过程分两个阶段：初始膨胀阶段和试压阶段。试压时应分级升压，将管内水压缓慢 升压至试验压力1/3，保持10min；继续升压至试验压力 2/3，保持 10 min；同时进行巡检，检查管道 无异常后，最后升至试验压力。在复合管膨胀的过程中，应补充水以保持系统压力，稳压后不再进行补水。管道初始膨胀阶段（约 4 h）结束后进行强度试验，强度试压阶段为3h，强度试压完成后，泄压至设计压力进行严密性试验，在设计压力下保持24h，在试压期间检查管道各部位和所有接头、附件等，以无渗漏、无裂纹、压降小于预定压力的5%且不大于0.1MPa，试压为合格。
 - 气压试验时，先向非金属管道内缓慢充气。当压力升至试验压力 30 %和 60 %时停留，检查接口是否渗漏，最后升至强度试验压力。
 - 气压试压过程也分两个阶段：初始膨胀阶段和试压阶段。在管道膨胀过程中，应及时补水以保持系统压力。管道初始膨胀阶段结束后进行强度试验，强度试验时间为 3 h。强度试压结束后，将压力降为设计压力，进行严密性试压，试压时间为24h，在试压期间检查管道各部位和所有接头、附件等，以无渗漏、无裂纹、压降小于预定压力的5%且不大于0.1MPa，试压为合格。
 - 试压过程中，不对管道和接口进行敲打或修补缺陷，遇有缺陷时应作出标记，泄压后方可修补。
 - 对位差较大的管道，应将试压介质的静压计入试验压力中，液体管道的试验压力应以最高点。
 - 的压力为准，但最低点的压力不得超过设计压力的1.5倍。
 - 试压验收合格后应进行扫线，清除管道中积水，并按回填要求对管沟全部回填。
 - 长距离非金属管的施工，应分段试压，最大试验管段长度不宜大于2km。
 - 试压完毕后应及时填写管道试压记录。

g) 补口：在试压合格并卸除内部压力后，正式回填之前，非金属管的金属接头处应做防腐

保温处理。对于穿跨越等特殊位置，应在管道连接后随即进行防腐保温处理。为保证管线使用寿命，金属接头部分外防腐须由工程施工单位现场完成。

h) 回填

- 管道试压合格后应尽快回填，以免落下的大砾石、管沟侧壁塌方、管沟溢流及冻土块掉下而造成管体损坏。
- 回填前应清除管沟中的砖、石、木块等杂物。应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象；检查管道埋深是否符合设计文件要求，每千米检查 10 处。
- 回填土应与管沟的自然土壤相似。在距管壁 300mm 内，回填土最大粒径不应超过 10mm。在管道通过石方地段，管沟底应回填 200mm 厚细土垫层，每千米抽查 10 处。戈壁地段的管道回填，应用经过处理的当地细粒土或砂、砂砾、石灰土等作回填材料。
- 回填多管同沟的管道时，应确保管道间距满足设计要求；管道间应用细沙或软土隔开。管沟应从一端开始至另一端结束，在左右对称的情况下回填。
- 管沟回填应分为两次进行。第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道 两侧和管顶上部；当回填到管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应 留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm，每千米抽查 10 处。
- 采用机械回填时，严禁使用机械设备碾压管道。
- 在管沟回填过程中，应避免管道受下落石块、施工工具等硬物的冲击、压实设备的直接碰撞和其它潜在的破坏。
- 回填完成后应恢复原地貌，并保护耕植层，防止水土流失和积水。

i) 标志桩：管道应在起点、折点、终点、接头处、穿越段的两端设置管道标志桩，且宜在管道沿线每隔 0.2km 处设置管道标志桩，标志桩的间距可根据油区管道密集情况作适当调整。

(4) 竣工验收

- a) 单位工程验收：非金属管工程完工，并经系统试压合格后，由项目组织实施单位或项目组织实施单位委托的 监理部门组织施工单位、使用单位共同对管道进行检查和验交。
- b) 竣工验收应具备的条件：各隐蔽工程、阀组安装和试压等已验收完毕，管沟已全部按要求回填并覆土整形、做标记。
- c) 施工单位在工程竣工时，应提交以下主要资料：
- 设计变更通知单及材料代用报告、施工联络单等文件资料；
 - 管件及管件产品质量证明（合格证及检验报告）和现场检验记录；
 - 管道的位置及高程测量记录；
 - 接口施工记录；
 - 蔽工程检查验收记录；
 - 回填土压实度检验记录；
 - 试压记录；
 - 质量事故处理记录；

- 饮用水管道冲洗及消毒记录;
 - 其他相关资料。
- d) 竣工验收的内容和要求
- 竣工验收时应检查核实第各类竣工验收资料，并进行抽查复检和外观检查。
 - 竣工检查验收合格后，应填写竣工验收记录。

附录 L
(规范性附录)

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。应根据危险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 风险消减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，在风险管控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	土体移动、雷电、	1) 水工保护工程；

	地质灾害	暴雨/洪水、高/低温、大风等	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 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	-	<ol style="list-style-type: none"> 1) 提高泄漏检测的频率; 2) 在线监控系统; 2) 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	GB/T 23257
	强制电流阴极保护	GB/T 21246
	牺牲阳极阴极保护	GB/T 21447
		GB/T 21448
腐蚀在线监控	增设腐蚀在线监测系统	GB/T 37580
	腐蚀专项调查与防护措施	GB/T 19285

腐蚀源处置	排流保护	GB 50991
	绝缘隔离、绝缘跨接等	GB/T 50698
	故障屏蔽	GB/T 37580
	集中接地、接地垫等	
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 H ₂ O、SO ₂ 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 L.3.6.1 判定直流杂散电流干扰需采取防护措施时，应根据干扰位置、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，应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，应采取排流保护等防护措施； 3. 调查清楚干扰源后，应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 L.3.6.2 判定直流杂散电流干扰需要采取防护措施时，应根据干扰位置、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；	GB/T 50698 GB/T 19285

			<ol style="list-style-type: none"> 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更大。 防护措施实施后，应进行防护效果评定。如在土壤电阻率不大于 $25\Omega \cdot m$ 的位置，管道交流电压应低于 $4V$；在土壤电阻率大于 $25\Omega \cdot m$ 的位置，管道交流密度应小于 $60 A/m^2$； 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、接地装置间距应满足标准要求；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，水平和交叉间距应满足标准要求。 	
内 腐 蚀	积水	管道内部低洼区域积水； 管道输送介质含水；	<ol style="list-style-type: none"> 修复防腐层； 强制电流或牺牲阳极类的阴极保护系统有效运行； 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、 CO ₂ 、细菌等腐蚀性成分		

L.3 泄漏风险控制

L.3.1 泄漏点处置措施

表 L.3 泄漏点处置措施

泄漏点等级	泄漏点处置措施
I 级	<ol style="list-style-type: none"> 应立即拨打 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以预防的措施，保障生命及财产的安全； 抢险人员到场后移交现场情况。
II 级	<ol style="list-style-type: none"> 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； 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； 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； 除部门经理同意外，维修一般在六周内完成。未进行维修前，应最少每星期到现场检测一次； 对于不能准确判定的，应持续跟进检测，直至排除。

Ⅲ级	完善并做好相关记录存档； 在下一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，可以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. 3.2 泄漏危险区域风险控制

表 L. 4 泄漏危险区域风险控制

泄漏区域危险等级	风险消减与管控措施	
一级	<ol style="list-style-type: none"> 1. 燃气泄漏危险性极大，应及时消减并控制风险； 2. I级泄漏点应查找、定位，并立即修复； 3. 未修复泄漏点及周围重要场所应实时检测； 4. 应制定预防抢险措施。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以预防的措施，保障生命及财产的安全； 5. 缩短泄漏检测周期。 	
二级	<ol style="list-style-type: none"> 1. 燃气泄漏危险性较大，应采取有效措施监测并控制风险； 2. 如发现泄漏可疑点，应立即通知部门经理，组织人员排查确认是否燃气泄漏； 3. 如确认为非燃气泄漏，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； 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，应制定临时应急措施，最少每星期到现场检测一次； 6. 对于不能准确判定的，应持续跟进检测，直至排除； 7. 缩短泄漏检测周期。 	
三级	A	<ol style="list-style-type: none"> 1. 燃气泄漏存在一定的危险性； 2. 应对泄漏可疑点进行复检和排查； 3. 应限期修复； 4. 无需缩短泄漏检测周期。
	B	<ol style="list-style-type: none"> 1. 燃气泄漏危险性较低； 2. 应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	<ol style="list-style-type: none"> 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
(资料性附录)
城镇燃气管道效能评价

M.1 效能评价流程

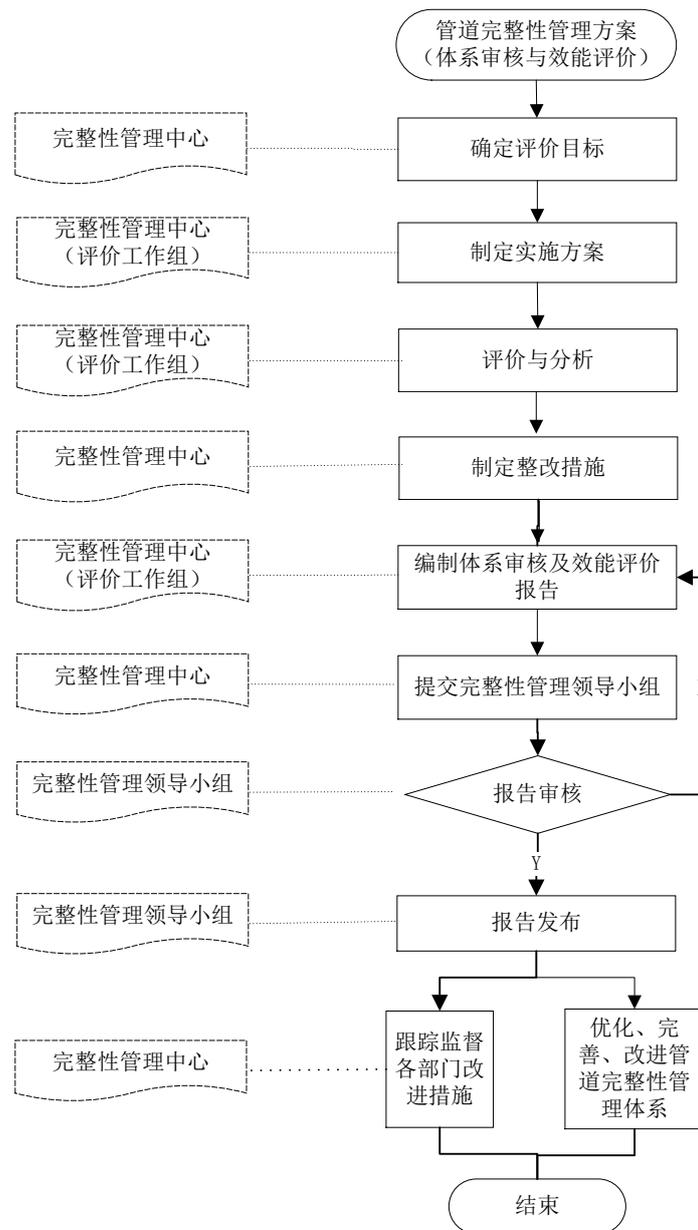


图 M.1 效能评价管理流程

M.2 效能评价指标体系构建

表 H.1 燃气管道效能评价指标体系

一级分类	二级分类	三级分类	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；应急资源供应；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 风险评价	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 风险消减与管控	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；第三方破坏；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	100
		风险控制	100	
	事件事故管理	应急响应能力	40	
		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？				2
培训活动是否有明确清晰的记录？			2		
安全宣传与教育	是否在企业内部定期组织员工安全知识教育？			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？			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检并加强管理力度？			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？			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？			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？			0	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？			0	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）				0	10
	管道泄漏频率(次/（10 ³ km a）)					10
	本年度内管道泄漏最严重后果					10
	管道及附属设施损坏频率(次/（10 ³ km a）)					10
	管道计划外停输、泄漏、损坏较往年改善情况					10
风险控制情况	风险较往年改善情况	由第三方施工、农耕破坏等引起的断裂、泄漏、爆炸次数及维修次数			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				5

T/ CASEI ×××—××××

	次数				
	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
	发现并有效控制事故前兆数量				10
总分					

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] ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines
- [4] API BULL 1178 Integrity Data Management and Integration
- [5] API RP 1173 Safety Management System
- [6] API RP 1160 Integrity Management
- [7] BS EN 17649 Gas Infrastructure. Safety Management System (SMS) And Pipeline Integrity Management System (PIMS). Functional Requirements
- [8] BS EN 15399 Gas Infrastructure. Safety Management System For Gas Networks With Maximum Operating Pressure Up To And Including 16 Bar

《城镇燃气输配管道完整性管理规范》

(征求意见稿)

编制说明

标准编制工作组

2023年8月7日

目 次

1 工作简况	1
1.1 任务来源	1
1.2 协助单位	1
1.3 主要起草人及其所承担工作的简要说明	1
1.3.1 主要起草人	1
1.3.2 主要起草人所承担的标准研究工作	1
2 标准编制原则和确定标准主要内容的论据	2
2.1 标准制订原则	2
2.2 确定标准主要内容的论据	3
3 技术经济论证和预期的经济效果	5
4 与国际、国外同类方法的对比	6
5 与有关的现行法律、法规的关系	7
6 国家标准作为强制性国家标准或推荐性国家标准的建议	7
7 贯彻国家标准的要求和措施建议	8

《城镇燃气输配管道完整性管理规范》

编制说明

1 工作简况

1.1 任务来源

城镇燃气管道是市政公用事业的重要组成部分，是现代城镇的重要基础设施，与经济社会发展和人民生活息息相关。到“十四五”期末，城镇燃气管道总长度超过 100 万公里。依据颁布的特种设备目录，截止 2022 年属于压力管道的城镇燃气管道约 42 万公里。城镇燃气管道发展与城市化进程密切相关，天然气属于清洁能源，2019 年国内天然气使用量已达到 2400 亿方，用气人口达 3.3 亿人，尤其是国家实施全面加强生态环境保护，提升生态文明，城镇燃气管道在城市发展中占有重要的战略地位。

随着燃气管道使用年限的增加，尤其是城市建设改变管道沿线的敷设环境，由此引起的风险和隐患不断增多，因腐蚀、第三方破坏、材料老化等引起的泄漏爆炸事故时有发生。近年，我国燃气行业事故频发，如 6·13 十堰燃气爆炸事故，燃气管道安全运行形势严峻复杂。2021 年 11 月，国务院安委会印发了《全国城镇燃气安全排查整治工作方案》（安委〔2021〕9 号），国务委员、国务院安委会副主任王勇在全国城镇燃气安全排查整治工作会议上强调，深查彻改隐患、坚决防范遏制各类燃气事故发生，由此全国展开了城镇燃气安全排查整治工作。2022 年，各部委通过多种方式提升城镇燃气管道的完整性管理。国家市场监管总局印发了《关于加快推进燃气压力管道安全排查整治的通知》（市监特设发〔2022〕28 号），要求全面排查摸清燃气压力管道底数，加强法定检验和信息管理，建立提升燃气压力管道安全保障水平长效机制。同时，国务院办公厅印发了《城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025 年）》（国办发〔2022〕22 号），住房和城乡建设部和国家发展改革委联合发文《城市燃气管道老化评估工作指南》（建办城函〔2022〕225 号），要求加强老旧城镇燃气管道的科学更新改造。

中国特检院等单位通过开展系列研究解决城镇燃气管道安全保障关键技术，为城镇燃气管道完整性研究和标准编制奠定基础。例如，开展“埋地管道泄漏事故分析与事故应急关键技术研究”，提出具有针对性的埋地管道泄漏应急封堵技术和泄漏介质应急处理技术，建立埋地管道泄漏事故应急体系，并提出埋地管道泄漏事故应急预案的有效性评价方法，进而为

压力管道的动态监管、事故调查分析、应急救援提供技术支撑和保障。通过国家“十五”《城镇燃气管道与工业特殊承压设备安全保障关键技术研究》、“十一五”《生命线工程与特种设备安全保障关键技术与工程示范》、质检公益《基于风险的城镇燃气聚乙烯管道事故预防研究》等相关课题的研究，逐步建立了适用于我国的城镇聚乙烯燃气管道的损伤模式识别技术、风险评估方法、管道定位、管体和焊缝缺陷检测技术以及焊接缺陷安全评估等检验检测评价的完整体系，并对聚乙烯管材在内压载荷、弯矩以及横向载荷等载荷作用下应力、变形及位移进行数值模拟，考虑实际载荷工况，建立聚乙烯管材的损伤演化模型以及聚乙烯管道在地基沉降、滑移、管道凹陷等典型载荷下的数值模拟方法，提出典型复杂载荷条件下的聚乙烯管道安全评定方法。国家科技冬奥专项《冬奥用承压设备状态监测及风险预警技术研究》对城镇燃气管道腐蚀泄漏监测、动态风险评估和智能预警技术进行了系统研究，对推动燃气管道智能管理起到推动作用。依据相关研究成果为基础，结合多年的实践经验制定本标准，由中国特种设备检验协会批准立项，立项号 2021024。该标准由中国特种设备检验协会压力管道检验工作委员会归口管理。

1.2 起草单位

略。

1.3 主要起草人及其所承担工作的简要说明

序号	章节号	章节号	章节名称	承担单位
1	1		范围	中国特种设备检测研究院
2	2		规范性引用文件	中国特种设备检测研究院
3	3		术语、定义	安徽省特种设备检测院
4	4		总则	上海市特种设备监督检验技术研究院
5	5		完整性管理体系	福建省特种设备检验研究院、浙江浙能技术研究院有限公司
6	6		数据采集与管理	中国特种设备检测研究院、中国石油大学
7	7		隐患排查与重点区域识别	广东省特种设备检测研究院、重庆市特种设备检测研究院
8	8		风险评价	中国特种设备检测研究院、中国石油西南油气田公司安全环保与技术监督研究院
9	9		检监测与评价	中国特种设备检测研究院、杭州市特种设备检测研究院
10	10		风险消减与管控	河南省锅炉压力容器安全检测研究院、天华化工机械及自动化研究设计院有限公司化学工业设备质量监督检验中心

11	11		改造、停用与废弃	中国特种设备检测研究院、天津市特种设备监督检验技术研究院
12	12		效能评价	中国特种设备检测研究院、宁波市特种设备检测研究院
13	13		记录与文件管控	深圳市燃气集团股份有限公司、沈阳特种设备检测研究院
14	14		沟通与变更管理	江苏省特种设备安全监督检验研究院、浙江浙能技术研究院有限公司
15	15		智能化管理	中国特种设备检测研究院、温州市特种设备检测科学研究院、温州新奥燃气有限公司
16	附录 A		城镇燃气管道完整性管理体系建设	中国特种设备检测研究院、安徽省特种设备检测院
17	附录 B		城镇燃气管道完整性管理程序指南	北京工业大学、广东省特种设备检测研究院、上海市特检院
18	附录 C		城镇燃气管道完整性管理体系审核	河南省锅炉压力容器安全检测研究院、重庆市特种设备检测研究院
19	附录 D		数据采集、整合与管理清单	上海燃气有限公司、温州新奥燃气有限公司
20	附录 E		城镇燃气管道重点区域识别记录表与清单	中国特种设备检测研究院、江苏省特种设备安全监督检验研究院、港华燃气集团
21	附录 F		城镇燃气管道风险评估方法	北京交通大学、深圳燃气集团、上海市燃气有限公司
22	附录 G		城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格	港华燃气集团、上海市燃气有限公司、温州新奥燃气有限公司
23	附录 H		城镇燃气管道检测与监测方法	中国特种设备检测研究院、上海市特种设备监督检验技术研究院
24	附录 I		城镇燃气管道评价方法推荐	中国特种设备检测研究院、安徽省特种设备检测院、中国石油集团石油管工程技术研究院
25	附录 J		城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求	广东省特种设备检测研究院、北京市煤气热力工程设计院有限公司
26	附录 K		建设期燃气管道完整性管理	重庆市特种设备检测研究院、管网集团(徐州)管道检验检测有限公司
27	附录 L		城镇燃气管道常用风险控制措施	中国特种设备检测研究院、北京市燃气集团有限责任公司特种设备检验所
28	附录 M		城镇燃气管道效能评价	安徽深燃天然气有限公司、深圳市投资控股有限公司

2 编制原则和主要内容

2.1 编制原则

1) 标准的编写格式按国家标准GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第一部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定和要求进行编写；

2) 标准在借鉴美、澳、欧盟等国际先进完整性管理和标准规范的基础上, 融合多年积累的城镇燃气管道完整性管理成果发展而成。既符合我国实际情况, 又具有国际先进性。

3) 以国家科研成果为基础, 充分考虑工程应用的结果, 以保证标准的适用性;

4) 充分考虑我国对城镇燃气管道安全监察的总体要求、我国当代社会价值取向、管道失效模式及特点、我国企业技术、经济、管理水平和人员素质;

5) 为政府安全监察和企业安全管理的提供技术支撑;

6) 满足标准的科学性、先进性、有效性原则, 规范我国城镇燃气管道完整性管理工作。

2.2 标准主要内容说明

本标准给出城镇燃气管道完整性管理方法和内容, 由15个章节和13个附录组成, 包括: 范围、规范性引用文件、术语定义、总则、完整性管理体系、数据采集与管理、隐患排查与重点区域识别、风险评价、检监测与评价、风险消减与管控、改造、停用与废弃、效能评价、记录与文件管控、沟通与变更管理、智能化管理, 以及附录A(城镇燃气管道完整性管理体系建设)、附录B(城镇燃气管道完整性管理程序指南)、附录C(城镇燃气管道完整性管理体系审核)、附录D(数据采集、整合与管理清单)、附录E(城镇燃气管道重点区域识别记录表与清单)、附录F(城镇燃气管道风险评估方法)、附录G(城镇燃气管道日常巡检周期及记录表格)、附录H(城镇燃气管道检测与监测方法)、附录I(城镇燃气管道评价方法推荐)、附录J(城镇燃气管道完整性管理相关记录与报告内容要求)、附录K(建设期燃气管道完整性管理)、附录L(城镇燃气管道常用风险控制措施)和附录M(城镇燃气管道效能评价)。

本标准是首次制订, 核心的技术内容包括: 完整性管理体系、数据采集与管理、隐患排查与重点区域识别、风险评价、检监测与评价、风险消减与管控等, 这些内容是在国家“十五”、“十一五”、“十二五”重点科技攻关和科技支撑计划课题“城市埋地燃气管道及工业特殊承压设备安全保障关键技术研究”(2001BA803B03)、“城市燃气管道安全保障关键技术研究”(2004BA803B02)、国家科技冬奥专项《冬奥用承压设备状态监测及风险预警技术研究》、“生命线工程安全保障关键技术研究与工程示范”(2006BAK02B01)、公益性行业科研专项项目“城镇燃气聚乙烯管道风险评估方法体系研究”(201310159)、质检公益《基于风险的城镇燃气聚乙烯管道事故预防研究》等课题的相关研究成果的基础上进行了综合凝练, 并在近10000公里的城市燃气管网进行了工程试应用, 从而确定的。

1) 确定本标准的适用范围

本文件适用于以下城镇燃气输配管道:

a) 燃气管道：中由门站、储配站、各类气源厂站等燃气厂站至用户立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，适用范围见图 1；

b) 附属设施包括线路阀门井（室）、调压站（含调压箱）、凝水缸、阴极保护装置等。

本文件不适用于以下城镇燃气输配管道：

a) 城镇燃气门站之前按照GB 50251《输气管道工程设计规范》和GB/T 34275《压力管道规范 长输管道》设计的长输天然气管道；

b) 燃气系统中厂站内（调压站除外）的燃气管道；

c) 工业用户内部燃气管道（以厂界划分）；

d) 商业或居民用户引入管、立管和水平干管（以室外配气支管与引入管连接处为界）。

2) 总则

主要规定了在城镇燃气管道完整性管理过程、单位、体系、系统、程序等，以及实施的原则性要求。

3) 完整性管理体系

规定了体系建设、体系审核等完整性管理的要求和策略。

4) 数据采集与管理

制定了全寿命周期数据采集要求，包括数据的采集内容、数据的采集方法、数据对齐、数据移交、数据的存储与更新、数据的互通与应用等。

5) 隐患排查与重点区域识别

本章规定了燃气企业建立燃气管道隐患分级、分类治理模式的基本要求，主要包括隐患排查与重点区域识别一般要求、识别准则、重点区域管理等。

6) 风险评价

本章主要围绕城镇燃气管道风险评级与再评价等方面编写，对燃气管道的风险评价一般要求、评价方法、评价流程、危害因素识别、单元划分、风险评价等进行规定。

7) 检监测与评价

本章主要围绕城镇燃气管道全寿命周期不同阶段检测评价和监测进行编制，对燃气管道的建设期检测评价、日常巡查、年度检查、专项检测、定期检验、管道监测等内容进行了规定。

8) 风险消减与管控

主要编制了钢质燃气管道腐蚀风险控制、聚乙烯燃气管道生物损坏风险控制、第三方损坏风险控制、地质与自然灾害风险控制、缺陷修复和更换、泄漏管理与处置、维修维护、应急管理等内容。

9) 改造、停用与废弃

本章主要围绕城镇燃气管道材质落后、使用年限较长、运行环境存在安全隐患，结合法规标准规范要求，对改造、停用、废弃做了具体规定。

10) 效能评价

本章主要围绕城镇燃气管道完整性管理的效果，包括有效性、效益、执行效率、风险受控程度等进行效能评价，规定了评价的内容和程序。

11) 沟通与变更管理

本章主要对信息沟通渠道、信息沟通管理制度进行规定，保证企业内部和外部相互信息沟通通畅。针对日常运营、维修维护、完整性管理等操作进行变更时，应严格按照变更流程执行，并记录变更信息。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) 智能化管理

本章主要对完整性管理信息化和智能化建设提出要求，燃气管道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，提升燃气设施智能化水平和管理效率。

3 综述报告及预期经济效果

本标准技术内容以全生命周期燃气管道的数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、监测检测与评价、风险消减与控制为核心，纳入了“十五”至“十三五”期间的多项研究成果，重点关注燃气管道的质量安全，通过类似体检的形式，定期对燃气管道进行质量检验，提前发现燃气管道失效前的早期症状，并进行修复治愈，保障管道的安全。

本标准吸纳的技术成果已在深圳燃气集团、上海天然气管网公司等管道燃气经营企业广泛推广应用，部分管理成果本身就是国内先进燃气企业的管理经验积累。本标准实施主体为城镇燃气输配管道的经营管理单位、第三方检验机构、以及相关监管部门，该标准的宣贯和推广应用，可促进企业发挥主体作用，采用完整性管理模式优化管理策略，加强风险管控策略针对性，在有效管控风险的同时降低管理成本、提高工作效率。推动城镇燃气管道数据挖掘、风险评价、检维修等技术创新，加快构建双重预防机制，完善燃气管道系统标准体系，促进基础设施安全管理长效机制。本标准的实施，可降低燃气管道事故率，控制突发事件造成的人员、经济损失，具有显著的经济和社会效益。

本标准的作用体现在：通过建立完整性管理体系，规范管道燃气企业安全管理行为；明确完整性管理技术要素、六步循环流程和方法，加强燃气管道企业和检验机构的风险识别、

消减和防控水平；通过形成的燃气管道及附属设施完整性管理指南，实现燃气设施分类指导，精准治理，提升燃气设施完整性管理的可操作性；围绕燃气管道本质安全，规范管理方式和重点，从技术上统一燃气企业、检验机构与监管部门管控燃气设施风险的方法。

4 标准水平

本标准编制团队在该领域开展了大量的基础研究工作。自“十五”以来，在燃气管道本质安全管理方面取得了一系列创新性的研究成果。例如，“十五”科技支撑计划形成的《城市埋地燃气管道重大危险源评价与风险评估技术》（2001BA803B03）；“十一五”科技支撑计划形成的《埋地燃气管道泄漏点定位实时监测设备与分析软件》（2006BAK02B01-5）；“十二五”科技支撑计划形成了《燃气调压设施安全设计与失效测试、风险评估与不停输检验评价方法》（2011BAK06B01）；“十三五”重点研发计划和省部级专项保障项目形成了《城市燃气输配管道与场站关键设施完整性管理技术》（2018YFF0215003）等多项国家级、省部级科研项目攻关成果。

目前，国外燃气管道完整性管理得到高度重视。美国在联邦法规CFR第192章第P节，提出了燃气输配管道完整性管理的最低要求，同时提出了完整性管理的七要素，要求企业制定城市输配管道完整性管理方案，推行完整性管理。美国管道和危险材料安全管理局PHMSA制定了《燃气输配管道完整性管理检查手册》，美国燃气协会AGA制定了《燃气输配管道完整性管理指南》。欧盟在2007年颁布了标准《燃气供输系统-管道完整性管理系统PIMS的参考框架》（CEN/TS 15399）和《燃气供输系统-燃气输配管网完整性管理指导方针》（CEN/TS 15173）。澳大利亚在标准《燃气分输管网管理》（AS 4645）中规定了燃气分配管道服役过程中的所有安全管理内容。

结合国际燃气行业相关技术的最新规范内容，通过集成创新，形成了《城镇燃气输配管道完整性管理规范》。围绕城镇燃气管道的质量安全，基于先进的完整性管理理念，采用计划、执行、检查、改进（PDCA）的闭环管理模式，创新提出数据采集与整合、重点区域识别、风险评估、检测监测与评价、风险控制、效能评价的燃气管道完整性管理六步循环法，结合燃气行业定期检验、泄漏等隐患排查，科学提升燃气企业管道风险防控技术能力。同时，融合当前国内燃气企业的先进管理和智能化建设经验，首次集成编制日常管理、失效管理、数据管理等燃气管道安全管理章节。目前，**国内还没有专门针对城镇燃气输配管道完整性管理的专用标准**，国标《城镇燃气输配管道完整性管理规范》的制订，可提高城镇燃气管道完整性管理效率，提升我国城镇燃气管道系统的质量安全管理水平。**该标准填补了国内燃气行业空白。**

5 与有关的现行法律、法规和强制性国家标准的关系

1. 本标准遵守《中华人民共和国特种设备安全法》、《中华人民共和国安全生产法》、《城镇燃气管理条例》中关于压力管道和燃气设施安全监管的有关要求；

2. 本标准遵循《城镇燃气工程项目规范》(GB 55009)、《城镇燃气设计规范》(GB 50028)和《压力管道规范 公用管道》(GB/T 38942)，从安全管理角度对燃气管道的质量安全管理提出明确的技术要求，属于城镇燃气输配管道系统运行安全管理技术支撑标准；

3. 本标准是《压力管道定期检验规则-公用管道》(TSG D7004)等安全技术规范的补充。

6 重大分歧意见的处理经过和依据

无。

7 本标准属性

建议本标准作为团体推荐标准。

8 贯彻国家标准的要求和措施建议

1) 标准发布后，应组织对实施标准的单位和技术人员进行宣贯培训；

2) 主管部门对标准的实施情况进行检查，发现问题及时反馈，确保本标准的贯彻实施；

3) 在本标准使用过程中，需要实施单位积累经验，及时向标准起草单位反馈意见，起草单位根据反馈意见和相关技术进展等情况对标准进行不断修订和完善。

9 废止现行有关标准的建议

无。

10 其他应予说明的事项

无。

《城镇燃气输配管道完整性管理规范》

标准编制工作组