

ICS 点击此处添加 ICS 号

CCS 点击此处添加 CCS 号

# 团 体 标 准

T/XXX XXXX—XXXX

## 城镇燃气管道完整性管理规范

Urban gas pipeline integrity management specification

(征求意见稿)

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

浙江省安全生产协会 发布

## 目 次

前言.....	III
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
3.1 城镇燃气管道完整性 urban gas pipeline integrity .....	2
3.2 城镇燃气管道完整性管理 urban gas pipeline integrity management .....	2
3.3 完整性管理方案 integrity management program.....	2
3.4 关键区域 key areas.....	2
3.5 风险评价 risk assessment .....	2
3.6 风险管理 risk management.....	2
3.7 完整性评价 integrity assessment.....	2
3.8 失效 failure .....	3
3.9 第三方损坏 third-party damage .....	3
4 一般要求.....	3
5 管道完整性管理体系建设.....	4
5.1 体系建设.....	4
5.2 体系审核.....	5
6 数据收集管理.....	6
6.1 管段划分.....	6
6.2 数据采集.....	6
6.3 数据移交.....	9
6.4 数据管理.....	12
7 关键区域识别.....	14
7.1 一般准则.....	14
7.2 识别标准.....	14
7.3 关键区域管理.....	15
8 风险评价.....	15
8.1 评价目标.....	15
8.2 评价方法.....	16
8.3 评价流程.....	16
8.4 风险可接受性.....	19
8.5 风险再评价.....	20
8.6 报告.....	20
9 完整性评价.....	20
9.1 评价方法.....	20
9.2 压力试验.....	20
9.3 直接评价法.....	22

9.4 其他评价方法.....	23
9.5 适用性评价.....	24
9.6 评价周期及管道继续使用评估.....	26
10 风险消减与维修维护.....	26
10.1 日常巡护与管理.....	26
10.2 缺陷修复.....	27
10.3 风险消减准备工作.....	27
10.4 风险快速消减措施.....	29
10.5 应急支持.....	30
11 效能评价.....	32
11.1 效能评价要求.....	32
11.2 效能评价目标.....	33
11.3 效能评价方法与流程.....	33
11.4 效能测试.....	33
11.5 效能测试方法.....	34
11.6 效能改进.....	34
12 失效管理.....	34
12.1 失效管理目标.....	35
12.2 失效应急管理.....	35
12.3 泄漏管理.....	35
12.4 第三方破坏管理.....	35
12.5 失效事件调查.....	37
12.6 失效管理实施.....	37
13 改造、停用与废弃管理.....	37
13.2 改造.....	37
13.3 停用.....	38
13.4 废弃.....	39
14 沟通和变更管理.....	39
14.1 沟通.....	39
14.2 变更管理.....	40
15 培训和能力要求.....	40
附录 A（资料性）完整性管理数据采集清单.....	41
附录 B（资料性）提交数据表结构.....	43
附录 C（资料性）管道风险矩阵.....	52
附录 D（资料性）肯特法步骤.....	54
附录 E（资料性）管道建设期风险评价内容.....	55
附录 F（规范性）管道危害因素.....	56
附录 G（资料性）管道风险评价报告.....	59
附录 H（资料性）管道失效事件信息统计表.....	60
附录 I（资料性）管道完整性管理培训大纲.....	62

## 前 言

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由浙江省安全生产协会提出并归口。

本文件起草单位：XXXX，XXXX，XXXX，XXXX。

本文件主要起草人：XXX，XXX，XXX，XXX。

本文件为首次发布。

# 城镇燃气管道完整性管理规范

## 1 范围

本标准规定了城镇燃气管道全生命周期完整性管理的内容、方法和要求，包括数据收集与管理、关键区域识别、风险评价、完整性评价、风险消减与维修维护、效能评价、失效管理、改造停用与废弃、沟通与变更管理、培训和能力要求等技术内容。

本标准适用于城镇燃气输配系统中由门站、储配站、各类气源厂站等燃气厂站至用户引入管阀门之间或厂站之间公用性质的城镇燃气输配管道及其附属设施的完整性管理。附属设施包括线路阀室（阀门或阀井）、调压站（含调压箱）、凝水井（缸）、阴极保护装置等。

## 2 规范性引用文件

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

GB/T 15558.1 燃气用埋地聚乙烯（PE）管道系统第1部分：管材

GB/T 15558.2 燃气用埋地聚乙烯（PE）管道系统第2部分：管件

GB/T 15558.3 燃气用埋地聚乙烯（PE）管道系统第3部分：阀门

GB/T 17391 聚乙烯管材与管件热稳定性试验方法

GB/T 18476 流体输送用聚烯烃管材耐裂纹扩展的测定慢速裂纹增长的试验方法（切口试验）

GB/T 19466.6 塑料 差示扫描量热法（DSC）第6部分：氧化诱导时间（等温OIT）和氧化诱导温度（动态OIT）的测定

GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定

GB/T 27512 埋地钢质管道风险评估方法

GB/T 29461 聚乙烯管道电熔接头超声检测

GB/T 29639 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则

GB/T 30582 基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价

GB 32167 油气输送管道完整性管理规范

GB/T 35013 承压设备合于使用评价

GB 50026 工程测量标准

GB 50028 城镇燃气设计规范

GB/T 51455 城镇燃气输配工程施工及验收标准

GB 55009 燃气工程项目规范

GB/T 6111 流体输送用热塑性塑料管道系统耐内压性能的测定

GB/T 8804.3 热塑性塑料管材拉伸性能测定 第3部分

CJ/T 125 燃气用钢骨架聚乙烯塑料复合管及管件

- CJJ/T 153 城镇燃气标志标准
- 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
- SY/T 0087.1 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第1部分：埋地钢质管道外腐蚀直接评价
- SY/T 0087.2 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第2部分：埋地钢质管道内腐蚀直接评价
- SY/T 6713 管道公众警示程序
- DB 33/T 1211 城镇燃气设施安全检查标准
- T/CASEI 006 在役聚乙烯燃气管道检验与评价
- T/ZJASE 008 聚乙烯管道热熔对接接头相控阵超声检测

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1 城镇燃气管道完整性 urban gas pipeline integrity

在城镇燃气管道的全生命周期中，通过全方位管理不断持续改进，保证管道在最经济的情况下，始终完整可靠安全地运行，保证管道风险处在受控状态下，避免造成任何生命财产损失。

#### 3.2 城镇燃气管道完整性管理 urban gas pipeline integrity management

指燃气企业根据不断变化的管道因素，对管道运营中面临的风险因素进行识别和技术评价，制定相应的风险控制对策，不断改善识别到的不利影响因素，从而将管道运营的风险水平控制在合理的、可接受的范围内，最终达到持续改进、减少和预防管道事故发生、保证管道安全运行的目的。

#### 3.3 完整性管理方案 integrity management program

对管道完整性管理活动做针对性计划和安排，系统地指导风险评价、完整性评价、管道维修维护等完整性管理工作。

#### 3.4 关键区域 key areas

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）。

#### 3.5 风险评价 risk assessment

识别对管道安全运行有不利影响的危害因素，评价失效发生的可能性和后果大小，综合得到管道风险大小，并提出相应风险控制措施的分析过程。

#### 3.6 风险管理 risk management

识别、评价、控制和减缓风险的策略、程序和做法。

#### 3.7 完整性评价 integrity assessment

采用恰当的检测方法和检测技术，检查管道当前的本体状况，基于检测结果以及管道缺陷分析，对管道的安全状态进行全面评价，从而确定管道适用性的过程。

### 3.8 失效 failure

在役管道的某一部分非正常损坏、功能缺失或性能下降，导致该部分已完全不能操作，或还能操作，但已不能令人满意地完成指定任务，或已严重老化、已达到不能继续安全或可靠使用的程度。

### 3.9 第三方损坏 third-party damage

燃气企业及与企业有合同关系的承包商之外的个人或组织无意或蓄意损坏管道系统的行为，如管道上方的挖掘活动、打孔盗气、针对管道的恐怖袭击等。

## 4 一般要求

4.1 完整性管理目标应与燃气企业的整体发展目标相一致。全生命周期的完整性管理应根据组织结构要求和企业各级完整性管理要求分别设立相应的管理目标，以指导管道系统完整性管理活动的实施和绩效评价，确保管道始终完整可靠安全地运行，保证管道风险处在受控状态下，避免造成任何生命财产损失。

4.2 新建管道的设计、施工和投产应满足完整性管理的要求。

4.3 数据采集与整合工作应从设计期开始，并在完整性管理全过程中持续进行。

4.4 完整性管理目标的设定宜遵守风险可控、持续更新、持续改进的原则，目标应明确、可量化、可实现，具体体现在以下几个方面：

- 构建具体可操作的管道系统完整性管理体系；
- 动态识别和控制管道风险，使其保持在可接受的范围内；
- 持续更新科学技术手段消减管道风险，维护管道，延长管道寿命；
- 杜绝操作和管理不当事故；
- 根据管道完整性状态持续改进管道系统，提高管道运行的安全性、可靠性和可用率。

4.5 完整性管理工作原则应包括以下内容：

- 管道完整性管理的理念需要体现在全生命周期；
- 管道完整性管理是动态进行的，需要根据现实情况及时调整；
- 完整性管理需要匹配相应的管理机构、管理流程和必要的手段；
- 完整性管理数据收集需要全面；
- 宜持续不断的对管道进行完整性管理；
- 在管道完整性管理过程中采用各种新技术新理念。

4.6 编写完整性管理程序宜包括但不限于以下内容：

- 数据收集与管理；
- 关键区域识别；
- 风险评价；
- 完整性评价；
- 风险消减与维修维护；
- 效能评价与失效管理；

——持续改进。

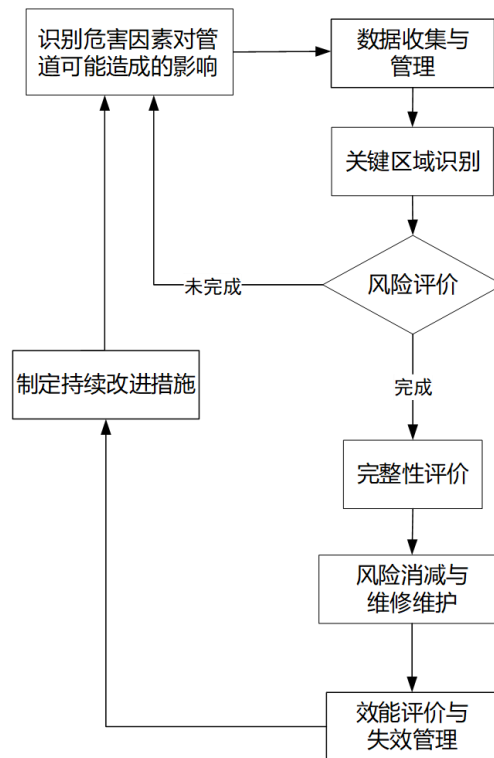


图1 完整性管理程序图

## 5 管道完整性管理体系建设

### 5.1 体系建设

5.1.1 燃气企业应根据其自身的特点和管理需求，结合燃气管道的完整性管理流程、模式以及具体要求和关键环节，建立符合相关规定的完整性管理体系。

5.1.2 完整性管理体系适用于指导企业燃气管道运行管理。内容应包括完整性管理体系框架设计、完整性管理流程及文件体系标准、完整性管理体系实施标准规范。

5.1.3 在构建完整性管理体系时，应遵循以下指导原则：

- 燃气企业建设运营燃气管道时，应当有着完整性管理的前瞻性和燃气管道管理的大局意识；
- 将隐患排查与风险控制作为体系建设重点；
- 在燃气管道管理体系建设中尽量采用新方法、新理念；
- 建立与管理体系相应的完整性管理技术体系；
- 应以“计划-实施-检查-改进”（PDCA）的运行模式以及六步循环法（明确定位-定好目标-制定策略-执行反馈-行动调整-完成计划）对完整性管理体系持续优化；
- 完整性管理体系应与燃气企业运营管道的实际特点与企业管理体系相结合。

5.1.4 燃气企业须制定完整性管理框架体系文件。该文件必须满足法律法规和标准规范的要求，符合完整性管理方法与规范要求，并包含燃气企业完整性管理状况调研、完整性管理体系方案设计、完整性管理体系文件的开发与应用，以及各项管理工作的具体要求等相关内容。

5.1.5 燃气企业须根据企业的实际情况每 1-2 年更新完整性管理计划。



5.1.6 为了维护燃气管道的完整性，应该综合考虑管道的生产和经营情况，制定基于管道的压力等级、材质、失效模式和风险水平的完整性管理计划。该计划应包括以下内容：

- 明确目标和范围；
- 所要遵守的相关法律法规和标准规范；
- 分析管道风险和完整性管理需求；
- 制定的工作计划应包括数据采集和整合、关键区域的识别、风险评估、检测监测和评价、风险控制、组织机构建设、体系文件建设、人员培训、效能评价、变更管理、质量控制、合规性管理、沟通、记录和文档等方面。

5.1.7 燃气企业应该定期为完整性管理体系的建设队伍组织宣传和培训活动。

5.1.8 为了确保完整性管理计划的质量，必须由专门的完整性管理小组来负责编制工作。在必要的情况下，可以邀请本领域内的专家参与制定计划。最终的计划必须由完整性管理工作负责人进行确认，以确保其符合质量标准。

5.1.9 在完整性管理计划的执行过程中，产生的各项记录如与操作、维护、巡线、设计、运行历史相关的信息和每个系统和管段特有的具体事故和问题的相关信息，应该及时归档保存，必要时可建立相应的管理信息系统。

## 5.2 体系审核

5.2.1 燃气企业应定期进行完整性管理体系审核，确立严格的内部审核程序，审核流程应遵循以下体系框架：

- a) 确立审核目标；
- b) 成立专门的审核小组，定期策划审核方案并制定相应的审核计划；
- c) 实施审核方案，对体系要求与文件规定进行审核，审核过程程序形成记录检查，并进行审核过程控制，最终形成审核发现结果；
- d) 对完整性管理体系种不符合政策法规要求、缺乏有效性的部分进行判定并明确性质，开具不符合报告
- e) 形成审核报告，并制定纠正措施，确定下一次的再审核时间。

5.2.2 燃气企业的最高管理者应亲自主持完整性管理体系审核，以确保审核的高效和有效性。

5.2.3 根据企业的实际情况和需求，可以选择内部审核或外部审核等多种审核方式来进行完整性管理体系的审核。

5.2.4 燃气企业应当安排具备质量管理体系内审员资质的人员进行内部审核，而将体系审核资质得到认可的第三方认证机构委托为外部审核执行。

5.2.5 管道完整性管理审核的有关要求基于如下原则建立：

- 独立性原则，保证管道完整性管理审核公正性和审核结论客观性，审核员应独立于受审活动，没有利益上的冲突；
- 在系统的管道完整性管理审核过程中，依据明确规定及以文件支持的方法和系统化程序予以实施，得出可信且可重现的审核结论方法；
- 完整性审核在有限时间内、有限资源的条件下进行；
- 完整性审核证据应建立在可获得的信息样本基础之上；
- 在进行外部审核时，燃气企业需要对以下方面进行审查：
- 审核计划的安排是否全面、合理，并且是否涵盖了所有核心要素；

- 外部审核人员是否存在与企业部门和员工之间的利益冲突；
- 审核报告的结论是否合理、有效。必须确保审核报告中的结论得出的是基于客观、全面、准确的数据，同时要避免主观臆断和不准确的信息。

5.2.6 若燃气企业发生重大安全事故，应根据事故原因对相关要素进行专项审核。

5.2.7 对于燃气企业的完整性管理体系审核，其周期不应超过3年，且内部审核应每年至少进行一次。

5.2.8 若出现以下情形之一，须立即进行体系审核：

- 组织架构和职能分配出现重大调整；
- 完整性管理体系文件发生重大变动。

## 6 数据收集管理

### 6.1 管段划分

6.1.1 数据采集前应对管道进行管段划分，遵循“相同属性、类似特征”的原则，将具有相同规格和材质、同一压力等级、同一建设时期、同一管理区域、相似周边环境等因素的燃气管道划分为同一管段，具体可根据实际情况选择下列因素或参考GB 32167进行管段划分：

——自然环境因素：

- 土壤腐蚀性，
- 杂散电流，
- 地质灾害，
- 潜在泄漏量，
- 最小覆土厚度，
- 地形地貌；

——社会环境因素：

- 管道沿线人口密度，
- 管道沿线建筑物密度，
- 管道沿线交通情况，
- 监测监督能力，
- 使用性质（市政规划）：燃气管道的使用性质是管段划分的一个重要因素，例如工业区、商业区、居民区等不同类型的使用性质需要划分不同的管段；

——管道自身因素：

- 管道压力等级：压力分级参考GB 55009，
- 管龄，
- 规格和材质，
- 敷设方式，
- 防腐方式（防腐层类型、阴极保护方式）。

### 6.2 数据采集

#### 6.2.1 数据采集流程

6.2.1.1 应明确管道全生命周期不同阶段需采集数据的种类和属性，并按照源头采集的原则进行采集。

6.2.1.2 数据来源包括设计、采购、施工、投产、运行、废弃等过程中产生的数据，还包括管道测绘记录、环境数据、社会资源数据、失效分析、应急预案等。

## 6.2.2 数据采集内容

6.2.2.1 数据采集的范围应包括但不限于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以及社会资源数据等。

6.2.2.2 管道建设期的数据采集内容必须全面且详尽，包括但不限于以下方面：

- 设计文件及其变更记录；
- 管道元件和安全附件制造质量证明文件和监督检验证书；
- 管道属性、施工过程记录、焊接工艺文件、无损检测文件、阴极保护质量等数据；
- 管道中心线测量数据，包括管道地理坐标、高程、埋深数据，以及管道环焊缝、管件、附属设施、拐角点、边界点等中心坐标数据的标注，同时应标注沿线地上公路、铁路、河流、建（构）筑物等交汇点坐标数据以及沿线地下管线和基础设施等交汇点坐标数据；
- 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等。

6.2.2.3 管道日常运行维护数据采集内容至少应包括：

- 运行日志及工艺记录，异常及处理情况记录、重要监测数据、日常维护资料等；
- 改造或修理资料，包括设计和施工方案、竣工验收资料，以及改造、修理记录及检验资料；
- 地区等级、人口现状、地形地貌变化、历史调查记录等；
- 运行管理制度及程序文件等相关文档。

6.2.2.4 管道定期检测与评价数据采集内容至少应包括：

- 安全附件的校准、校验资料；
- 日常检查记录；
- 年度检查报告；
- 关键区域识别与风险评估报告；
- 定期检验、专项检测报告。

6.2.2.5 管道失效数据采集内容至少应包括：

- 腐蚀、误操作等原因导致的管道泄漏失效数据；
- 自然灾害损坏数据；
- 第三方损坏数据；
- 燃气安全事故统计和分析报告等数据；
- 其他失效数据。

6.2.2.6 停用和废弃管道数据采集内容至少应包括：

- 管道属性；
- 停用的时间和原因；
- 废弃处置方法等其他报告。

6.2.2.7 管道完整性管理数据采集清单参见附录 A。

## 6.2.3 数据采集方法

### 6.2.3.1 中心线测量

6.2.3.1.1 新建管道中心线测量应在管道施工阶段进行，并在回填之前完成。应通过工程测量、现场调查、检测监测等方法采集管道中心线、管道本身属性和周围环境数据。测量的管道中心线数据应包括地理坐标、高程、埋深。测量数据应与桩、环焊缝、拐角点等信息对应。与公路、铁路、管道、河流、建筑物等交叉点的坐标数据应标注。

6.2.3.1.2 为保证管道建设质量，新建管道应在回填之前测量管道中心线，并在回填后及时完成管道埋深的测量工作。中心线测量坐标数据应符合 GB 50026 或 CJJ 61 的规定，采用 CGCS 2000 国家大地坐标和 1985 国家高程基准，坐标精度应满足测绘标准要求精度。如果采用其他基准，必须建立相应的换算关系。

6.2.3.1.3 对于在役管道，应按照完整性管理要求定期采集并更新相关数据。如果管道具备通球条件，则宜采用惯性导航测绘方法来确定管道中心线，并通过定期内检测来采集管道本体特征、异常和缺陷等信息。如果管道不具备通球条件，则应采用地面测绘方法或 CJJ 61 规定的地下管线探测方法来确定管道坐标，并通过定期外检测或日常检查等方式来采集管道异常信息。如果管道位置无法确定，则应采用开挖确认、资料分析或其他有效方法来确定其中心线位置。

6.2.3.1.4 在管道运行阶段，应根据管理要求和规定维护和更新测绘数据。宜通过卫星定位系统和埋地管道探测确定管道坐标，也可采用管道内检测技术结合惯性测绘获得管道中心线坐标。对采用管线探测仪或探地雷达不能确定位置的管段，应采用开挖确认、走访调查、资料分析或其他有效方法确定其中心线位置。

6.2.3.1.5 燃气企业在运营期应使用已埋埋管道的坐标。在施工阶段管道环焊缝可通过 GPS 定位以确定管道坐标，在运营阶段可通过 GPS 和埋地管道探测确定管道坐标。目前 PE 管道定位的方法包括：敷设示踪线与地质雷达探测 PE 管等。钢制等其他管道宜通过卫星定位系统和埋地管道探测确定管道坐标，也可采用管道内检测技术结合惯性测绘获得管道中心线坐标。

6.2.3.1.6 管道改线时，应测量新的中心线，并及时进行数据更新。

6.2.3.1.7 管道中心线测量坐标精度应达到亚米级精度。

### 6.2.3.2 管道设施数据、基础地理等环境数据采集

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

6.2.3.2.2 根据 GB 50026 标准规定，必须采用工程测量方法绘制地下管线图和带状地形图等数据，严格遵守测量要素和内容、数据格式、精度要求以及成图比例尺等标准。

6.2.3.2.3 必须使用现场调查方法，例如定期现况调绘、探勘和探查等，收集管道周围环境数据并编制现况调绘图。对于新建管道，应重点调查周围地形、地貌、交通、相邻地下市政设施的分布和埋设情况，以及可能存在的安全隐患等信息。对于在役管道，必须对环境发生变化的区域进行重点调查。

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

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

6.2.3.2.6 数据收集应合理利用已有的数字化设备，以实现相关设施与管道数据以及基础地理数据收集的自动化。

6.2.3.2.7 旧有格式和介质数据的转换和管理。

6.2.3.2.8 数据恢复是针对数据库中在役管道数据的恢复，由于不是从设计期开始收集的数据，需要对设计建设期以及以往的运行数据进行恢复。对干线管线进行测量、具体管线探测、GIS 数据、获取管线现时数据，再根据图纸、文档和未整合的电子版的资料文件（如竣工图、设计图纸等）对管线、设备及其对应的属性进行收集。

#### 6.2.4 数据对齐

6.2.4.1 数据对齐是指通过易于识别的管道特征将多来源或多批次管道数据进行位置校准的方法。在初步收集工作结束后，应以燃气管道为载体，以阀室阀井、弯头、焊缝和坐标为重要参考节点，将管道动态数据与管道实体结合，以校正数据的精确度。

6.2.4.2 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对齐，对齐的基准应以精度较高的数据为准。

6.2.4.3 施工阶段和运行阶段的管道中心线对齐宜遵循如下要求：

- 钢质管道中心线对齐应以测绘数据或内检测提供的环焊缝信息为基准，聚乙烯管道以测绘数据为基准。测绘数据精度不能满足要求时，宜根据外检测和补充测绘结果更新中心线坐标；
- 当测绘数据与内检测数据均出现偏差时，应进行开挖测量校准。

#### 6.3 数据移交

6.3.1 在投产之前，参与项目建设的外部单位应与运行单位进行数据移交，具体涉及单位及内容如下：

- a) 政府相关部门在审查合格后提供项目相关的许可证明，见表 1：

表1 政府单位移交内容

文件类型	具体文件名称
立项文件	发改部门批准的立项文件（项目核准请示、报告、批复）
	初步设计审批文件
工程开工文件	建设工程规划许可证、附件及附图
	建设工程施工许可证
工程竣工验收及备案文件	自规、消防、市场监管、应急管理、环保等部门出具的认可文件或准许使用文件

- b) 勘察设计单位提供设计文件，见表 2：

表2 勘察设计单位移交内容

文件类型	具体文件名称
勘察文件	验线合格文件
设计文件	初步设计图及说明
	施工图设计及说明

- c) 建设单位提供建设资料和竣工验收文件：在项目验收之前，管道建设单位应将管道图纸资料、中心线数据和施工记录等管道数据提交给运营单位。具体需要移交一份

具体的工程竣工资料，其中包括施工管理、测量、记录、检验验收等一系列文件记录；

d) 监理单位提供项目建设全过程的监理文件，见表 3：

表3 监理单位移交内容

文件类型	监理文件名称
监理管理资料	监理规划
	监理实施细则
	监理月报
	监理会议纪要
	监理工作日志
	监理工作总结（专题、阶段和竣工）
	工程技术文件报审表
	分包单位资格报审表
	监理通知
	监理通知回复单
	工作联系单
	工程变更单
	竣工移交证书
监理质量控制资料	施工测量放线报验表
	工程物资进场报验表
	分部（子分部）工程施工质量验收报验表
	监理抽检记录
	不合格项处置记录
	旁站监理记录
	单位（子单位）工程施工质量竣工预验收报验表
	见证取样和送检见证人备案书
	工程质量评估报告
质量事故处理资料	
监理进度控制资料	工程开/复工报审表
	施工进度计划报审表
	月度工、料、机动态表
	工程延期报审表
	工程暂停令
监理造价控制资料	工程进度（结算）款报审表
	工程变更费用报审表
	费用索赔报审表
	临时签证报审表
	工程款支付报审表

e) 采购单位提供项目建设过程中的采购资料，见表 4；

表4 采购单位移交内容

文件类型	具体文件名称
采购资料	采购申请单
	采购清单
	采购发货单
	采购质量证明
物资资料	物资验收表

f) 在运行阶段，需要气源供应商向企业提供气源采购的相关文件，见表 5：

表5 供应商移交内容

文件类型	具体文件名称
气源文件	气源供应商资质
	气源类型
	供气压力
	气源质量检测合格文件

g) 在运行阶段，需要燃气企业向小区物业提供的相关文件，见表 6：

表6 燃气企业移交内容

文件类型	具体文件名称
相关文件	燃气供应合同
	燃气设备安全检测报告和维护记录
	燃气应急预案
	燃气安全管理协议书
	燃气管道图纸和使用说明书
	燃气表安装申请书
	燃气费用清单
	燃气事故报告
	燃气表档案

h) 在运行阶段，需要燃气企业向政府有关部门提供的备案文件，见表 7：

表7 燃气企业移交内容

文件类型	具体文件名称
备案文件	营业执照和经营许可证明文件
	燃气管道工程设计图纸、施工图纸和验收资料
	燃气供应协议和燃气销售协议
	燃气企业年度经营计划和报表
	安全生产管理体系认证等相关资质证书

表7 （续）

文件类型	具体文件名称
	燃气企业质量体系认证证书
	燃气企业环境保护手续、环境影响评价等相关文件
	燃气企业资产评估、税务证明、财务报告等财务资料
	燃气企业人员组织机构、安全管理、职业健康等管理制度文件

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

## 6.4 数据管理

### 6.4.1 数据录入与存储

6.4.1.1 数据录入应遵循数据库建设标准，确保数据的一致性。

6.4.1.2 为确保数据的精度和完整性，管道属性、中心坐标等结构化数据应建立三维实体数据模型进行录入和存储。非结构化数据如文档、图片、视频等应建立文件清单，并确保提交数据与文件清单相符。

6.4.1.3 在数据录入和存储之前，必须进行数据校验以去除过期、来源错误或精度不满足要求的数据。录入和存储后，还应进行数据有效性测试以确保数据的准确性和有效性。

6.4.1.4 燃气企业应当及时录入日常管理数据到数据库中。如果条件不允许，应当保存纸质记录或电子版记录。

6.4.1.5 为确保数据存储的安全性，燃气企业应采取加密、安全存储、访问控制、安全审计等安全措施。

### 6.4.2 数据维护与更新

6.4.2.1 为了确保数据的准确性和时效性，数据维护必须采取切实有效的管理措施，不断更新数据，并实时更新燃气管道设施基础信息底图，以满足趋势分析和可视化的需求。

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

6.4.2.3 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。

6.4.2.4 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。

6.4.2.5 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。

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

6.4.2.7 执行数据更新时必须遵守严格的完整性管理流程，并详细记录操作过程。历史数据的保留应根据数据属性和对比分析需求等因素进行仔细评估和决策。

6.4.2.8 必须制定有效的数据恢复管理措施，以确保数据在发生失效或丢失情况时能够及时恢复，采用有效的复测和更新等途径。

6.4.2.9 下列情况应进行数据更新：

- 当管道周边环境发生明显变化时；
- 再次进行检验检测时；
- 进行改线、换管或者重大维修改造时；



- 在周期性评估、修复、预防和风险控制措施后进行更新；
- 由管理人员根据实际需要认为需要进行数据更新时。

#### 6.4.2.10 数据更新应符合下述要求：

- 存储的数据宜进行例行性检查确保其一致性和完整性；
- 设施信息更新，例如设备或管段更换都应被采集并存储；
- 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；
- 管道数据的更新应按照数据变更管理流程进行，并做好相应记录；
- 实时监测的数据应动态更新，周期性收集的数据应定期更新，其他变动的信息应及时更新，确保数据收集和整合及时有效；
- 应保留需回溯、分析的历史数据。

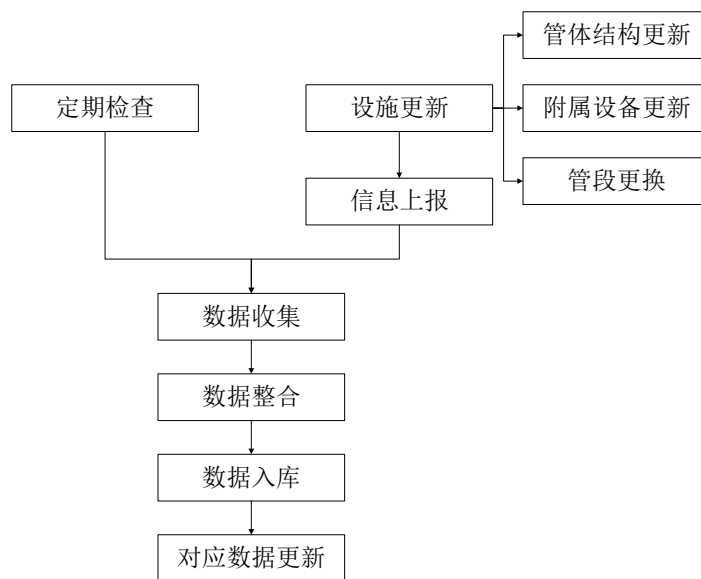


图2 数据更新管理流程图

#### 6.4.3 数据共享

6.4.3.1 燃气企业需积极推进燃气管道和设施的信息化和智能化建设。此外，应结合完整性管理制度，建立燃气智能监管等信息系统，以便对燃气管网和设施进行动态监管、实现互联互通和数据共享。

6.4.3.2 在完整性管理过程中，应根据数据分级分类以及业务需求建立数据流程。这样可以方便不同节点之间的数据互通和追踪，提高数据应用效率。

6.4.3.3 应根据燃气管道的材质、敷设方式、属性、使用状态、附属设施等信息编制数据字典，以便更好地管理和利用这些数据。

6.4.3.4 基于完整性管理体系，应建立数据共享机制、数据互通与应用权限。在数据交换时，双方应通过合同等形式明确数据安全保护的责任和义务，采取加密、脱敏等措施来保障数据安全。

6.4.3.5 应按照统一的数据传输接口规范和数据交换格式，实现管道智能感知数据的规范传输和交互共享，包括智能阴极保护监测、自然灾害监测、光纤预警、泄漏监测、可燃气体监测、视频监控等。这将有效提升管道运行管理水平和安全性能。

#### 6.4.4 数据信息化与智能化管理

- 6.4.4.1 在数字化完整性管理建设的过程中,燃气企业应该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,以确保系统的可靠性和一致性。
- 6.4.4.2 燃气企业应当对 GIS 图档、设施台账等数据信息进行动态管理,及时更新标注新建工程的测绘图档、停用管道或废弃管道的相关信息,以保证信息的时效性和准确性。
- 6.4.4.3 燃气管道及其附属设施的数据管理应通过唯一代码关联,各种属性、日常管理、失效管理等信息应该实现联动更新,以确保 GIS、工程管理、巡查等多个系统的信息同步,提高信息处理的效率和准确性。
- 6.4.4.4 鼓励燃气企业积极建设信息化平台,以提升燃气设施智能化水平和管理效率,从而更好地保障生产运营安全和服务质量。

## 7 关键区域识别

### 7.1 一般准则

- 7.1.1 城镇燃气管道应根据其所处的自然环境和社会环境进行分类识别,重点关注公众聚集、易燃易爆等危险系数高、人流量大的场所。
- 7.1.2 城镇燃气管道应根据压力等级、管龄、规格和材质等多项管道自身特性进行分类和分区识别。识别完成后应进行分类排序,以便燃气企业有针对性地制定管理策略。
- 7.1.3 在选拔负责关键区域识别的人员时应注重参选人的专业能力和工作熟悉度,同时应对负责关键区域识别的工作人员进行相关培训。
- 7.1.4 城镇燃气管道的识别统计结果应按照统一的格式填写。
- 7.1.5 燃气企业应自行进行关键区域识别排查,排查间隔周期不得超过 12 个月。

### 7.2 识别标准

- 7.2.1 燃气企业应根据 6.1 所列的划分标准将燃气管道划分为多个区块多种类型进行识别。
- 7.2.2 关键区域应按后果的严重程度进行分级,可以采取 I、II、III 级的分级标准。其中 I 级表示最小严重程度,III 级表示最大严重程度,详见表 8。

表8 燃气管道关键区域识别分级表

管道类型	识别项	分级
1.6MPa 以上燃气管道	a) 管道经过的四级地区。 b) 管道最小保护范围内有加油站、油库、瓶装供应站等场所易燃易爆设施。 c) 在管道最小保护范围内从事可能危及管道安全的活动。	III级
	d) 管道经过的三级地区。 e) 管道 50m 控制范围内有加油站、油库、瓶装供应站等场所易燃易爆设施。 f) 管道利用专用隧道、地下管廊等地下空间敷设的。	II级
	g) 管道经过的二级地区。 h) 位于管道控制范围内且满足 GB50028 中 6.4 要求,有人员居住的建(构)筑物区域。 i) 在管道控制范围内从事可能危及管道安全的活动。	I级

表8 (续)

管道类型	识别项	分级
1.6MPa 及以下燃气管道	a) 管道最小保护范围内有医院、学校、商场等人员密集场所的进出口通道和商业街、步行街等人员密集场所。 b) 在管道最小保护范围内从事危及管道安全的活动。	III级
	c) 管道控制范围内有公众聚集场所。 d) 管道控制范围内有加油站、油库、瓶装供应站等场所易燃易爆设施。 e) 管道利用专用隧道、地下管廊等地下空间敷设的。 f) 管道敷设有以下情况的：不良地质条件敷设、非定向钻穿越公路铁路、无套管长距离敷设在车行道下、重型车辆频繁进出口、沿桥敷设。	II级
	g) 在管道控制范围内从事可能危及管道安全的活动。 h) 与其它铁路、公路等建(构)筑物、相邻管道间距不满足 GB55009 和 GB50028 要求的管段。 i) 在管道控制范围内存在轨道交通、油气管线、自然灾害频繁等情况的区域	I级
注：1.压力大于 1.6MPa 的燃气管道，地区等级按照 GB 50028 中相关规定执行。 2. 压力不大于 1.6MPa 的次高压、中压和低压燃气管道，巡线人员可快速定性识别高后果区段。 3. 管道最小保护和控制范围应符合 GB 55009 的相关规定。		

7.2.3 针对不同区块不同类型的管道应采取相适应的识别方法，同时在燃气管道的关键区域识别报告中要明确说明所采用的方法。

### 7.3 关键区域管理

7.3.1 针对严重程度等级不同的关键区域应制定相应的管理措施。对于III级关键区域，应制定专项应急预案。

7.3.2 燃气管道关键区域的识别与管理应采取动态管理方式。管道及周边环境变化可能带来新风险时，应及时重新识别；关键区域消除时，应及时消项。同时对于关键区域的识别管理应制定统一的清单，进行动态跟踪、记录和存档。

7.3.3 因土地使用变更、人口密度增加或城镇区域发展等原因导致某一区域等级升级的燃气管段，应根据升级后的区域等级重新进行关键区域识别和管理。

## 8 风险评价

### 8.1 评价目标

8.1.1 管道风险评价主要目标如下：

- 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；
- 为管道安全控制和风险管理决策提供可靠依据，确定管段完整性评价和实施风险消减措施的优先顺序；
- 根据损伤模式和风险评估结果，制定和优化检测方案；
- 确定对资源在完整性评价、风险消减措施中的分配，在降低风险的同时获取最大的经济和社会效益；
- 在完整性评价和风险消减措施完成后再评价，反映管道最新风险状况，确定措施有效性。

### 8.1.2 风险评价工作要求

8.1.2.1 燃气管道开始运营后，必须在 1 年内完成首次风险评估，并根据评估结论确定下一次评估的时间。对于设计压力大于等于 0.1MPa 的燃气管道，建议将风险评估与年度检查结合进行；而对于设计压力小于 0.1MPa 的燃气管道，燃气企业可以根据管道的运营情况来确定评估时间。

8.1.2.2 风险评估工作应由专业人员完成。对于燃气企业而言，为了保障评估质量，可以选择委托第三方检测评估机构进行风险评估，或者自行培养专业的风险评估人员，并定期对他们进行技术培训以提高其专业水平。风险评估人员需要根据评估目标选择最合适的评估方法，同时需要充分了解燃气管道沿线的情况，并依据相应的标准规范和评估方法来开展评估工作。评估人员在出具风险评估报告时，必须按照要求，确保其结果的合规性和真实性，以便为企业提供可靠的风险评估数据。

8.1.2.3 对于之前风险评估等级较高的管段进行周期性风险评价，其他管段可依据具体情况确定是否开展评估。

8.1.2.4 应根据管道风险评价的目标来选择合适的评价方法。

8.1.2.5 应在设计阶段和施工阶段进行危害识别和风险评价，根据风险评价结果进行设计、施工和投产优化，规避风险。

8.1.2.6 设计与施工阶段的风险评价宜参考或模拟运行条件进行。

## 8.2 评价方法

8.2.1 可采用一种或多种风险评价方法来实现评价目标。风险评估方法分为定性、半定量和定量三种。风险评价方法包括但不限于：作业条件危险性评价法（LEC 法）、预先危险分析（PHA）、量化风险评价（QRA）、肯特管道风险评价法以及风险矩阵法（详见附录 C）等。

8.2.2 本标准推荐使用风险评价方法有肯特法，详见附录 D。使用肯特法对风险的失效可能性及后果严重性进行打分，然后通过风险矩阵得到风险等级，具体流程见 8.3。

8.2.3 在选择评估方法时，应将燃气管道和相关设施的本体安全状况作为重要考虑因素。针对不同的对象类型、材质和压力等因素，应该明确分类并制定相应的评估方案，可以采用一种或多种方法来实现评估目标。在确定评估方法时，需要综合考虑目的、经济投入、现有数据和方法可行性等因素。以此为原则进行选用，以期达到更好的评估效果。

8.2.4 建议针对钢质燃气管道和聚乙烯燃气管道的风险评估方法应当符合 GB/T 27512 和《在役聚乙烯燃气管道检验与评价》的相关要求，同时也鼓励燃气企业采用经过验证的其他评估方法来进行风险评估。

8.2.5 一旦确定风险评估方法，评估人员需要确定评估模型的输入和输出参数，以及其适用条件，并将这些信息列入实施方案中。在数据收集的过程中，需要确保数据充分、足够和准确。评估完成后，评估报告应记录详细信息。

## 8.3 评价流程

### 8.3.1 评价步骤

风险评价流程应包含以下步骤，详细流程图见图 3：

- 确定评价对象；
- 数据采集与管段划分；
- 危害因素识别；
- 失效可能性分析；

- 失效后果分析；
- 判定风险等级；
- 提出风险消减措施建议。

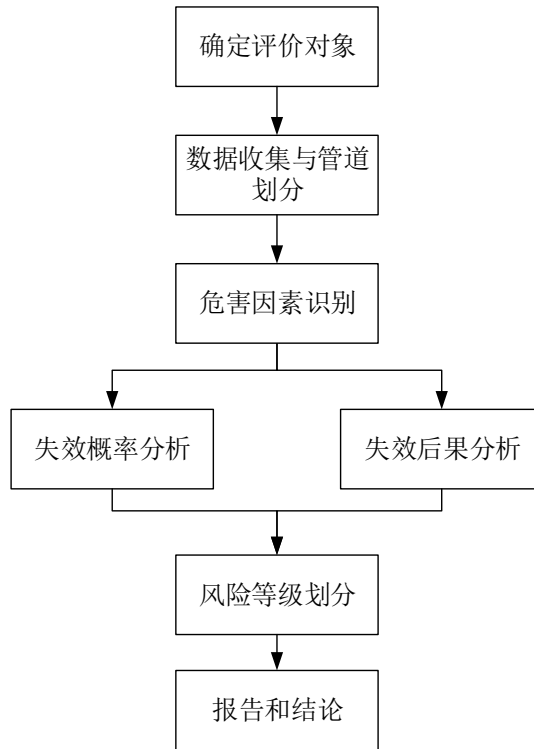


图3 管道风险评价流程图

### 8.3.2 确定评价对象

应根据开展风险评价的原因和风险评价过程中关注的问题，确定管道风险评价的对象。

### 8.3.3 数据采集与管段划分

#### 8.3.3.1 依据 6.1 方法对管段进行划分。

#### 8.3.3.2 应对每个管段进行数据采集和状况描述，具体包括但不限于：

- 管材、管径、管道附属设施及其起止里程；
- 管体和附属设施状况的评价；
- 管道运行参数，包括输送介质、运行压力和温度等；
- 管道防腐类型及阴极保护方式；
- 管道沿线自然环境。

### 8.3.4 危害因素识别

#### 8.3.4.1 应定期进行危害因素识别。

#### 8.3.4.2 危害因素常用识别方法包括但不限于：

- 安全检查表法；
- 头脑风暴法；
- 因果分析图法（鱼骨图法）；
- 情景分析法；
- 预先危险性分析法；

- 事故树分析法；
- 故障类型及影响分析法；
- 危险与可操作性研究法；
- 作业活动风险评估法；
- 作业条件危险性分析法；
- 人员可靠性分析方法；
- 危险度评价法。

8.3.4.3 宜综合地运用两种或两种以上方法，以保证识别的全面性。

8.3.4.4 在管道建设期进行风险评价宜考虑的因素参见附录 E。应识别出当存在威胁时，采取措施投入的安全成本，包括在运行过程中可能出现的风险源、发生事故的可能性以及发生事故的可能后果，通过分析，对可能发生的运行风险提出预防措施或优化设计，以规避风险。

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

8.3.4.6 在条件具备情况下，试运投产阶段应开展定性或定量风险评价，并对识别出的风险因素逐一评价，并检查风险点的风险控制措施是否满足运行要求。

8.3.4.7 应从管道历史失效原因总结分析管道常见危险因素，危险因素分类见附录 F。

### 8.3.5 失效可能性分析

8.3.5.1 应对 8.3.4 中的危险因素进行失效可能性分析。

8.3.5.2 失效可能性分析宜考虑第三方损坏、设计因素、管理因素和自然灾害四方面因素。

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

8.3.5.4 应对 8.3.3 中划分的每个管段确定其失效可能性。失效可能性可以使用定性或定量表示。

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

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

### 8.3.6 失效后果分析

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

8.3.6.2 失效后果分析可以考虑如表 9 所示的因素。

表9 城镇燃气失效后果的影响因素

一级指标	二级指标
管道输送产品	介质危害
应急措施	发现情况
	是否加臭
	应急反应性

表9 （续）

一级指标	二级指标
管道周边环境	人口密度
	沿线财产密度
	供应中断
	污染
	城市影响力
泄漏量	泄漏量
	地形评分
	风速评分

8.3.6.3 应对 8.3.3 中划分的每个管段确定其失效后果。失效后果可以定性或定量表示。

8.3.6.4 失效可能性分析采用的方法应以评价对象、可用的数据和模型而定。可利用历史失效数据对评价结果进行验证，也可利用历年发生的事故进行因果抽取确定。

8.3.6.5 当直接采用历史失效数据进行失效可能性分析或验证时，需对历史数据的适用性和与被评价管道的可比性进行分析。

### 8.3.7 风险等级判定

8.3.7.1 风险等级判定是综合失效发生的可能性与失效后果两个因素，利用风险矩阵法确定各管段风险是否可以接受。

8.3.7.2 通过确定适用的风险可接受标准确定各管段的风险可接受性。

8.3.7.3 风险可接受标准是指在规定时间内或系统某一行为阶段内，社会公众和管道运营商可接受的风险。

8.3.7.4 对不能接受的风险应采取以下措施：

- 继续更深入的进行风险分析，避免评价过程中不确定性较高；
- 采用有效风险消减措施降低风险。

### 8.3.8 提出风险消减措施建议

8.3.8.1 消减风险的措施应包括：预防事故措施，减少事故发生的可能性；控制事故措施，限制事故的范围和时间；降低事故发生后所造成的各种不良影响的措施，也称为风险恢复措施。

8.3.8.2 应对提出的风险消减措施建议的经济性、有效性以及可操作性进行分析，选取效果好的措施。

8.3.8.3 风险消减措施应能够满足消除、预防、减弱和隔离危害的各项的要求，并应符合有关的法规和标准。

## 8.4 风险可接受性

8.4.1 确定风险可接受性标准应考虑以下因素：

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

#### 8.4.2 可通过以下几个途径来确定风险的可接受性标准：

- 参照国内外同行业或其他行业已经确立的风险可接受标准；
- 根据以往经验判断认为可接受的情况；
- 利用风险矩阵确定风险值，根据风险值确定风险的可接受标准；
- 与其他已经认可的活动和事件相比较。

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

### 8.5 风险再评价

8.5.1 管道风险评价的时间间隔不宜超过3年，根据风险评价的结论来确定，并及时更新数据。

8.5.2 当燃气管道存在以下情况时应进行风险再评价：

- 采用风险降低措施；
- 上一次风险评估周期到期；
- 进行管道的大规模修理或老化升级；
- 操作条件发生重大变化；
- 管理制度发生重大变革；
- 沿线环境发生重大改变；
- 在自然灾害、运营事故或外部力量损害后需要继续使用。

### 8.6 报告

8.6.1 应在风险评价报告中对管道风险评价过程和结果进行描述。

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

8.6.3 管道风险评价报告内容参见附录G。

## 9 完整性评价

### 9.1 评价方法

9.1.1 聚乙烯管道的评价方法主要有压力试验、直接评价方法等。

9.1.2 钢质管道的评价方法主要有压力试验、直接评价方法、内检测等。

9.1.3 GB1-III级及以上的钢质管道，评价方法参考GB 32167的相关规定。

9.1.4 根据管道的复杂性，可同时选取多种评价方法。

### 9.2 压力试验

#### 9.2.1 一般规定

9.2.1.1 该方法适用于聚乙烯管道和钢质管道。

9.2.1.2 该方法仅限于在役燃气管道。

9.2.1.3 燃气管道压力试验分为强度试验和严密性试验。

9.2.1.4 新建燃气管道安装完成后应依次进行管道吹扫、强度试验和严密性试验。

9.2.1.5 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，确定试压介质、试验压力和稳压时间，试验过程可根据管材类型参考GB/T 51455、GB 32167、CJJ 63的相关规定。



## 9.2.2 试压介质

9.2.2.1 燃气管道试压介质一般应选用干空气或氮气等惰性气体。

9.2.2.2 若管道长期低于设计压力运行，需要提压运行但压力仍然低于设计压力，在确保风险可控条件下，可采用输送介质作为试压介质。若管道出现下列情况之一，则不可采用输送介质进行压力试验：

- 设计输送的介质或工艺条件发生变更；
- 管道停输超过一年以上再启动；
- 新建管道和在役管道的更换管段；
- 管道风险值较高。

## 9.2.3 试验压力

9.2.3.1 试验压力需根据拟计划运行的压力情况确定。

9.2.3.2 聚乙烯燃气管道强度试验压力应为设计压力的 1.5 倍，且最低试验压力应符合下列规定：

- SDR11 聚乙烯管道不应小于 0.4Mpa；
- SDR17/SDR17.6 聚乙烯管道不应小于 0.2MPa。

9.2.3.3 聚乙烯燃气管道严密性试验压力应为设计压力，且最低试验压力应符合下列规定：

- 低压管道不应小于 5kPa；
- 中压及以上管道不应小于 0.1MPa。

9.2.3.4 钢质燃气管道强度试验压力应符合下列规定：

- 当设计压力等级大于 0.8MPa 时，试验压力应为设计压力的 1.5 倍；
- 当设计压力等级小于等于 0.8MPa 时，试验压力应为设计压力的 1.5 倍，且不应小于 0.4MPa。

9.2.3.5 钢质燃气管道严密性试验压力应符合下列规定：

- 当设计压力等级大于 0.8MPa 时，试验压力应为设计压力的 1.25 倍；
- 当设计压力等级小于等于 0.8MPa 时，试验压力应为设计压力的 1.1 倍。

## 9.2.4 试压风险

9.2.4.1 试压前应根据风险评价和缺陷严重程度，确定压力试验的时间。

9.2.4.2 试压前应对压力实验方法及过程进行风险评价，应在风险可控的条件下实施。

9.2.4.3 试压前应进行风险识别，内容包括但不限于：

- 工艺参数变化的风险；
- 管道泄漏风险及其引起的人员伤亡风险；
- 试压过程中对整个系统扰动的风险；
- 压力试验后管材屈服及应力变化、材料退化、缺陷增长的风险。

## 9.2.5 试压过程监控

9.2.5.1 试压过程中，应监控试压管道的压力变化情况，分析是否发生泄漏等特殊情况。

9.2.5.2 试压过程中，应安排线路巡护人员对试压管道进行沿线观察，查看是否发生泄漏或者其它异常情况。

## 9.2.6 泄漏点处置

9.2.6.1 若在试压过程中出现泄漏点，应进行开挖验证，分析泄漏原因并采取修复措施。

9.2.6.2 泄漏点处置完毕后，应重新进行系统试压直至达到预定要求。

### 9.2.7 压力试验评价结果

9.2.7.1 燃气管道进行强度试验时，当升至试验压力的 50%时，应进行初检，如无泄漏和异常现象，则应继续缓慢升压至试验压力。达到试验压力后，稳压 1h 后观察压力计，在 30min 内无明显压力降时，应判定为合格。

9.2.7.2 燃气管道进行严密性试验时，当升至试验压力的 30%和 60%时，应分别停止升压，稳压 30min，并检查系统有无异常情况，如无异常情况继续升压，则应继续缓慢升压。管内压力升至严密性试验压力后，待温度、压力稳定后开始记录。严密性试验稳压的持续时间应为 24h，每小时记录不应少于 1 次。当修正压力降小于 133Pa 时为合格。

9.2.7.3 试压结束后，应形成相应的压力试验报告，压力试验报告应包括但不限于以下内容：

- 工程情况；
- 试压方案；
- 发现的缺陷与异常；
- 修复情况；
- 结论与建议。

## 9.3 直接评价法

### 9.3.1 一般规定

9.3.1.1 该方法适用于聚乙烯管道和钢质管道。

9.3.1.2 直接评价法一般在管道处于如下状况选用：

- 不具备压力试验实施条件的管道；
- 不能确认是都能够实施压力试验的管道；
- 确认直接评价法更有效，能够取代压力试验的管道。

### 9.3.2 聚乙烯管道直接评价法主要内容

9.3.2.1 聚乙烯管道直接评价法主要包括对聚乙烯管道进行管道状况检验、焊接接头检测、力学性能测试以及物理性能测试。

9.3.2.2 管道状况检验主要包括管道表面情况以及管道厚度检验。

9.3.2.3 焊接接头检测主要是通过无损检测方法对焊接接头进行检测。

9.3.2.4 力学性能测试主要包括静液压强度、断裂伸长率以及耐慢速裂纹增长测试。

9.3.2.5 物理性能测试主要是热稳定性测试。

### 9.3.3 管道状况检验

9.3.3.1 检查管道包括焊接接头表面有无鼓胀、气泡、槽痕或凹痕等缺陷，检查有无老化降解的迹象。

9.3.3.2 测量管道壁厚，可采用游标卡尺对开挖后的管道壁厚测量，也可采用超声波测厚方法在管体上进行壁厚测量。测量值应符合 GB 15558.1-3、CJ/T 125 相关的壁厚要求。

### 9.3.4 焊接接头检测

9.3.4.1 聚乙烯管道焊接接头常用的无损检测方法有超声相控阵检测技术、超声脉冲回波检测技、超声衍射时差检测技术以及微波检测技术等等。推荐采用超声相控阵检测技术进行焊接接头检测。

9.3.4.2 应根据电熔焊接和热熔焊接分别采取不同的技术标准。

9.3.4.3 电熔焊接接头的超声相控阵检测按照 GB/T 29461 执行。

9.3.4.4 热熔焊接接头的超声相控阵检测按照 T/ZJASE 008 执行。

### 9.3.5 力学性能测试

9.3.5.1 静液压强度测试按照 GB/T 6111 执行。

9.3.5.2 断裂伸长率测试按照 GB/T 8804.3 执行。

9.3.5.3 耐慢速裂纹增长测试按照 GB/T 18476 执行。

9.3.5.4 测试结果应满足 GB 15558.1-3 的规定。

### 9.3.6 物理性能测试

9.3.6.1 热稳定性测试按照 GB/T 19466.6、GB/T 17391 执行。

9.3.6.2 测试结果应满足 GB 15558.1-3 的规定。

### 9.3.7 钢质管道直接评价方法主要内容

9.3.7.1 钢质管道直接评价方法主要有外腐蚀直接评价（ECDA）、内腐蚀直接评价（ICDA）、应力腐蚀裂纹直接评价（SCCDA）。直接评价的过程和方法可参照表 10 相关标准执行。

表10 直接评价主要类型及其相关标准

直接评价方法	相关标准	
	国内	国外
外腐蚀直接评价（ECDA）	SY/T 0087.1	NACE SP0502
内腐蚀直接评价（ICDA）	SY/T 0087.2	NACE SP0206
		NACE SP0110
		NACE SP0208
应力腐蚀裂纹直接评价（SCCDA）	-	NACE SP0204

9.3.7.2 若管道不具备开展直接评价条件，为了检测管道的防腐层状况、阴极保护效果、杂散电流严重程度等，也可以参考外腐蚀直接评价法进行检测。

### 9.3.8 评价报告

9.3.8.1 直接评价结束后，应形成相应的评价报告，直接评价报告包括但不限于以下内容：

- 管道概况；
- 评价方法；
- 检测内容；
- 检测结果；
- 结论与建议。

## 9.4 其他评价方法

可采取其它经过验证的城镇燃气管道完整性评价方法。

## 9.5 适用性评价

### 9.5.1 适用性评价内容

9.5.1.1 适用性评价是对管道缺陷进行评估，确定其可接受度。

9.5.1.2 适用性评价内容主要包括：评价数据收集，缺陷数据统计与致因分析、评价方法选择、剩余强度评价、剩余寿命预测、再检测周期、措施与建议等。

9.5.1.3 当管道的运行工艺条件发生重大变化时，宜重新进行评价。

9.5.1.4 缺陷评价应确定管道在规定的的安全极限范围内是否有足够的结构强度承载运行过程中的载荷。对于报告的管道缺陷，应调查其性质、范围和原因。应评价缺陷是否可以接受，确定当前安全运行压力。

9.5.1.5 安全运行建议和维修建议的指定应考虑输送介质、介质温度、压力变化等综合情况，不应只依据静压评估给出相应的结论或建议。

### 9.5.2 评价数据采集

9.5.2.1 适用性评价所需收集的数据宜包括：管道属性、缺陷参数、母材及焊缝力学性能、载荷参数，建设数据、运行数据、历史数据以及地理及环境信息、风险评价结果等。

9.5.2.2 应对所收集数据的可靠性进行分析。

9.5.2.3 缺陷数据统计与致因分析。

9.5.2.4 应对缺陷数据进行统计分析，宜根据缺陷的类型、分布规律以及与管道高程，地理环境的对应关系，分析缺陷的可能成因。

9.5.2.5 适用性评价中应考虑缺陷致因分析的结果。

### 9.5.3 评价方法选择

9.5.3.1 评价方法应根据缺陷类型，载荷状况、评价目标以及评价数据的质量和类型等因素进行选择。

9.5.3.2 聚乙烯管道的缺陷评价方法可参照表 11。

表11 聚乙烯管道缺陷评价方法选择表

缺陷类型		推荐测试方法	测试标准	评价结果
老化		热稳定性测试	GB/T 19466.6; GB/T 17391	GB 15558.1-3
材料损失/凹陷		断裂伸长率测试	GB/T 8804.3	
裂纹		静液压强度测试	GB/T 6111	
		断裂伸长率测试	GB/T 8804.3	
		耐慢速裂纹增长测试	GB/T 18476	
焊接接头缺陷	电熔焊接	超声相控阵技术	GB/T 29461	
	热熔焊接		T/ZJASE 008	

9.5.3.3 钢质管道的缺陷评价方法可参照表 12。

表12 钢质管道缺陷评价方法选择表

缺陷类型	推荐标准	
	国内	国外
	国内	国外
腐蚀	SY/T 6151 SY/T 6477 SY/T 10048 GB/T 19624	ASME B31G DNV-RP-F101 API 579 BS 7910
划痕	—	API 579 BS 7910 Shannon方法
管体制造缺陷	—	API 579 BS 7910 Shannon方法
凹陷	SY/T 6996	API 1156 API 1160 ASME B31.4 ASME B31.8 CSA Z662
焊缝缺陷	SY/T 6477 GB/T 19624	API 579 BS 7910
裂纹	SY/T 6477 GB/T 19624	API 579 BS 7910
<p>注：“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。</p> <p>注：“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。</p>		

#### 9.5.4 剩余强度评价与剩余寿命预测

9.5.4.1 聚乙烯管道暂不考虑剩余强度评价。

9.5.4.2 钢质管道剩余强度评价可参考 GB/T 30582、GB/T 19624 和 GB/T 35013 等标准进行。

9.5.4.3 聚乙烯管道剩余寿命预测方法可参考 T/CASEI 006 等标准进行。

9.5.4.4 钢质管道剩余寿命预测方法可参考 GB/T 30582 等标准进行。

9.5.4.5 可采用其它经过验证的管道剩余强度评价与剩余寿命预测方法。

9.5.4.6 与时间相关的缺陷，应建立缺陷增长模型，预测缺陷增长趋势。

#### 9.5.5 其它内容

9.5.5.1 针对不同的缺陷类型，给出缺陷修复方法以及修复时间。

9.5.5.2 管道修复前，应给出管道安全运行压力建议。

9.5.5.3 管道修复后，给出再检测评价的时间间隔和再检测评价的方法建议。

#### 9.5.6 评价报告

9.5.6.1 适用性评价结束后，应形成相应的评价报告，适用性评价报告应包括但不限于以下内容：

——管道概况；

——评价参照的法规标准；

- 评价使用的管道相关参数；
- 检测数据的统计分析；
- 不同类型缺陷的完整性评价；
- 评价结论及维修维护建议；
- 再检测计划建议和管道安全运行建议。

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

## 9.6 评价周期及管道继续使用评估

9.6.1 新建管道在投用后3年内完成完整性评价。

9.6.2 完整性评价的最大时间间隔不超过8年。

9.6.3 管道的下次评价周期可根据检测结果，同时结合专家建议确定。

9.6.4 对于已停用的管道，在重新启用前应进行完整性评价。

9.6.5 若出现下列情况之一的管道，再检测周期应缩短：

- 1年内发生2次及以上影响管道安全运行的泄漏事故的；
- 存在占压、安全距离不足等较大隐患的；
- 承受交变载荷，可能导致疲劳失效的；
- 风险评估发现风险值较高的；
- 使用过程中或年度检查中发现除前几项以外危及管道本体安全的；
- 使用单位没有按照规定进行年度检查的；
- 检验人员和使用单位认为应缩短全面检验周期的。

9.6.6 若出现下列情况之一的管道，如超出风险可接受程度，应立即进行再检测：

- 运行工况发生显著改变从而导致运行风险提高的；
- 停用超过1年再启用的，且停用期间未采取有效保护措施的；
- 年度检查结论要求进行全面检验的；
- 所在地发生滑坡、泥石流等地质灾害的；
- 有重大改造修理的；
- 其他可能影响管道安全运行的重大隐患的。

9.6.7 若管道的评估结果为可继续使用时，应根据完整性评价建议进行相应的维护措施，并确定再评估周期。

9.6.8 若管道的评估结果表明不适宜使用时，则该管道应该停用并报废处理。

## 10 风险消减与维修维护

### 10.1 日常巡护与管理

10.1.1 燃气企业应制定管道日常管理的相关制度和作业程序，并严格按照法律法规和企业制度履行日常巡护管理责任。

10.1.2 应根据隐患排查、风险评估和完整性评价等结论与建议制定管道巡护方案，明确巡护、频次和重点关注位置。

10.1.3 日常管理和巡护发现运行期间管道、附属设施及沿线环境存在异常和变化信息应及时上报并跟踪，实现闭环管理。

10.1.4 在管道埋入地下至投产前应制定巡护方案实施巡护管理。

10.1.5 管道巡护的方式和方法可根据完整性管理方案，选择人工巡护、飞行器巡护或机器

监测等。日常管理内容与应根据管道完整性管理方案确定。

10.1.6 应定期对日常管理、巡查、维修维护等人员进行专业业务培训,包括管道安全生产、现场施工、维修维护、检测仪器等,应熟练掌握工作技能,并配备上岗证。

10.1.7 燃气企业应建立日常管理内容的质量考核体系,定期对燃气设施巡查、维修维护、记录与文件控制、沟通、变更、培训等工作进行检查。

## 10.2 缺陷修复

10.2.1 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。

10.2.2 对完整性评价结果为不可接受的缺陷应进行修复或其他应对措施。

10.2.3 对临时修复的缺陷应及时进行永久修复。

10.2.4 聚乙烯常见的缺陷类型为:划伤、裂纹、变形以及焊缝缺陷等,对于不同的缺陷应采用相匹配的修复方法。

10.2.5 维修人员对燃气管道进行现场维修维护或抢险作业时,应满足以下条件:

——在作业区边界设置护栏和警示标志;

——维修前后,对作业区周边窨井、地下管线和建(构)筑物等场所进行燃气浓度检测;

——存在燃气泄漏可能时,由专人监护,不得单独操作,操作时应采取有效安全措施;

——维修人员熟练掌握相关工艺、燃气特性、应急处置技能,作业期间穿戴防静电工作服及其他防护工具,不得穿着易燃服装、携带打火机等引火源。

10.2.6 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。

10.2.7 燃气管道沿线标志毁损或标志不清的,应及时修复或更新。

## 10.3 风险消减准备工作

### 10.3.1 消减流程

对目标管道进行风险评价之后,应对风险进行消减处置,保证管道处于风险可控状态,具体的风险消减流程见图4。

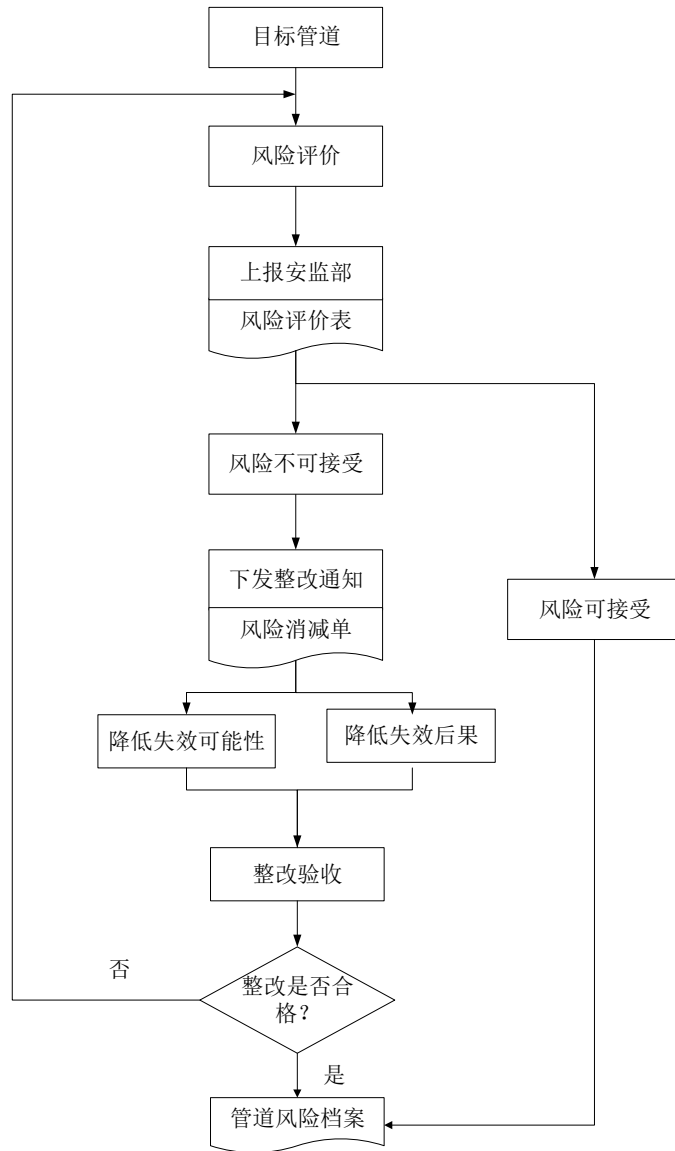


图4 风险消减流程图

### 10.3.2 措施分类

10.3.2.1 根据风险和事故的关系，可以将风险削减措施分为三个部分：预防事故措施、控制事故措施、风险恢复措施。

10.3.2.2 根据风险的等级可以将风险消减措施按相应等级分为：

- 消除措施**。采用本质安全设计和科学的管理，尽量从根本上消除危害因素，如采用无害工艺及工具、机械化、自动化或遥控作业代替手工或人工作业等；
- 预防措施**。当难以消除危害因素时，就要采用预防性措施防止事故发生，教育和激励职工严格按安全操作规程作业；
- 减弱措施**。当无法消除危害因素又难以预防时，应想办法减弱危害的程度，如局部通风排毒，对排放的污水进行处理，减少其中有害物质的浓度，使用减震、消声装置，制定各种应急计划；



- 隔离**。当出现无法消除、预防和减弱危害因素的情况时，应将人员与危害点源隔开及将不能共存一处的物质分开。如放射性或高温场合采用遥控作业、加安全罩或防护屏、保持安全距离以及穿戴防护用品等；
- 警告**。在易发生事故和危险性较大的场合和位置配置醒目的安全色、安全标志、安装监测报警系统。

### 10.3.3 措施制定要求

10.3.3.1 措施应能够满足消除、预防、减弱和隔离危害的各项的要求，特别是针对发生事故的应急计划、逃生路线和自救措施，要确保有效并进行必要的演练。

10.3.3.2 措施应有较好的针对性、操作性和经济合理性。应根据行业特点及识别出的危害因素，制定出准确、完整、系统的措施，同时，还应该简便易行，为员工所能实施和掌握。此外，其不应超过现有的经济技术条件，盲目追求过高的标准。

10.3.3.3 应符合相关法规和标准。

## 10.4 风险快速消减措施

### 10.4.1 第三方破坏

10.4.1.1 应建立第三方施工管理程序。对于管道交叉处或管道中心线两侧的施工活动都应按照有关要求办理相关手续，对可能对管道造成影响的施工也宜密切关注。应根据 CJJ/T 153 严格设置燃气管道警示标识。并在施工活动损坏或覆盖标识后及时维护，直到施工活动结束。

10.4.1.2 应建立对第三方施工工地的巡查监护和管道设施保护协调程序，与施工活动方建立联系，并签署管道保护协议。施工时燃气企业有人现场监护。

10.4.1.3 应通过巡线、管道周边信息排查及其他可能的方式预防故意破坏的发生，具体参考浙江省城镇燃气管道巡查管理导则（试行）。

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

10.4.1.5 宜采用管道泄漏监测或安全预警系统等防范措施。

### 10.4.2 设计因素

10.4.2.1 建立多层次的设计方案优化校核机制，在设计期由不同的部门对设计方案进行校核和分析，确保设计方案满足 GB 50028 的要求。

10.4.2.2 应建立企业内部完善的外部单位资质审查制度和流程，严格确定审查标准并由各相关部门在设计阶段、采购阶段、施工阶段执行。

10.4.2.3 应在材料采购阶段按设计要求选购、接收和验收材料，并进行现场监督。

10.4.2.4 燃气管道输配系统应采用以电子计算机系统为基础的装备和技术组成监控及数据采集系统，以对其进行调度优化和泄漏检测定位等。

### 10.4.3 误操作

10.4.3.1 应根据 GB/T 51455 编制工程验收规范，明确材料和工程验收的标准。

10.4.3.2 在管道埋入地下至投产前应制定巡护方案等实施巡护管理。管道巡护的方式和方法可根据完整性管理方案，选择人工巡护或无人机巡护等。

10.4.3.3 应依据 CJJ 51 出台各设施设备的维护工作文件，提供详细的操作和指导方案。

10.4.3.4 应制定燃气管道及设施的定期检测（包括年检和全检）规程和制度，并派专人监督检测人员按规范执行。

10.4.3.5 应对巡检工作的每一个环节制定详细的技术标准、实施规范和操作步骤，如详细规定巡检路线、巡检顺序等，并利用各种手段（奖惩制度、专人监督等）监督落实。

10.4.3.6 应落实职工培训，定期对职工进行技能培训和安全教育。

#### 10.4.4 自然灾害

10.4.4.1 应在管道设计阶段依据地区特点进行防灾设计，并由专业技术人员进行审查。

10.4.4.2 应运用监测预警技术，建立监测预警体系，准确、及时、有效地对自然灾害灾害风险进行分析评估、预测预报。

10.4.4.3 应建立预防和减缓方案防止天气和地质灾害等损伤管道。

10.4.4.4 应对管网蚁害多发区进行综合评估，确定多发区、高风险区域，发现白蚁危害痕迹，及时进行灭治。

10.4.4.5 应对风险等级较高的地质灾害点，进行工程治理，采取针对性监测或工程治理措施。

#### 10.5 应急支持

##### 10.5.1 应急预案体系

10.5.1.1 应急预案应形成体系，针对各级各类可能发生的突发事件和所有危险源制订专项应急预案和现场应急处置方案，并明确事前、事发、事中、事后的各个过程中相关部门和有关人员的职责。应急预案按照针对情况的不同分为：

——**综合应急预案**。从总体上阐述处置事故的应急方针、政策，应急组织机构及相关应急职责，应急响应、措施和保障等基本要求和程序，是应对各类事故的综合性文件；

——**专项应急预案**。是针对具体的事故类别、危险因素和应急保障而制订的计划或方案。应制定明确的应急救援程序和应急救援措施，根据形势发展和需要，不断进行补充完善；

——**现场处置方案**。是专项应急预案的细化，它针对具体的装置、场所或设施、岗位所制订的应急处置措施。应根据风险评估及危险性控制措施逐一编制，做到事故相关人员应知应会，熟练掌握，并通过应急演练，做到迅速反应、正确处置。

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

##### 10.5.2 应急准备

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

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

10.5.2.3 应将燃气管道泄漏后潜在的环境影响作为应急抢险防范的重点。可通过环境敏感性分析技术确定管道泄漏后燃气的扩散轨迹以及扩散速率。

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

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

——图纸，包括：

- 管道走向图，
- 管道路由影像图，
- 管道高程图等；

——管道基本信息，包括：

- 材质，
- 管径，
- 壁厚，
- 焊接工艺，
- 管道埋深等；

——管道周边设施的信息，包括：

- 管道中心线两侧各50m范围内与之平行或交叉的第三方管道等地下设施、地上构筑物，
- 管道中心线各200m范围内的人口、水体、公路、铁路等信息，
- 管道所经区域内或附近的道路上消防、医院、派出所等应急资源信息，
- 管道途径城市的地下排水排污等设施信息。

### 10.5.3 应急响应

10.5.3.1 应设置 24 小时应急值守机构，及时收集、发布事故信息，调度应急抢险队伍。

10.5.3.2 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。

10.5.3.3 响应阶段即从接收事故信息到实施应急救援行动的阶段，具体流程见图 5。

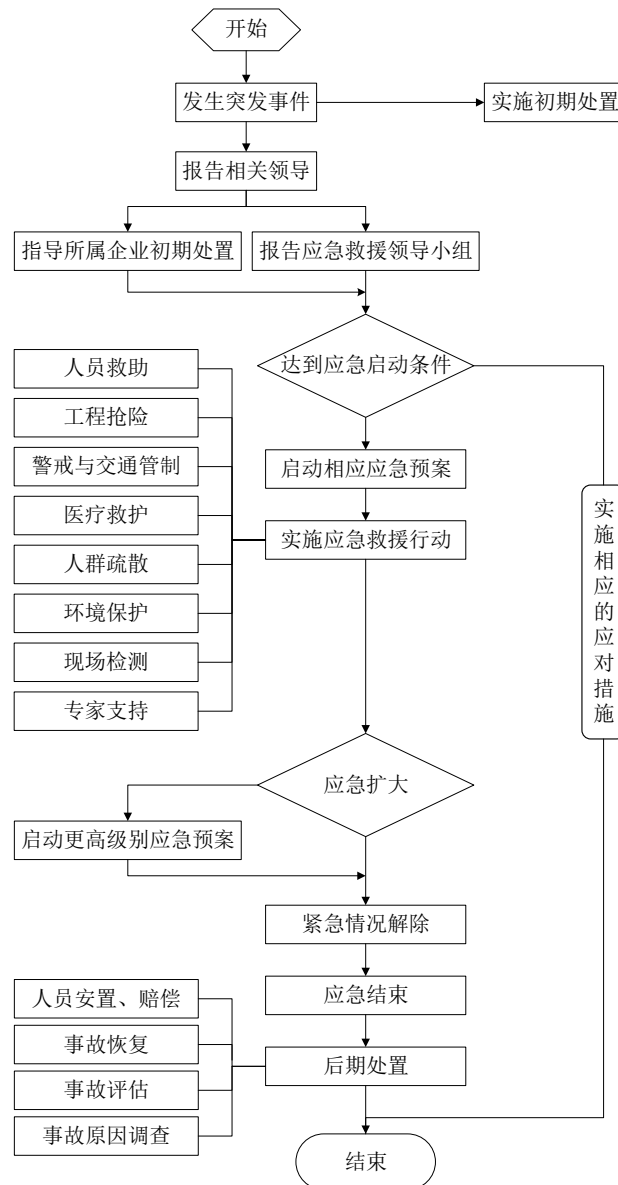


图5 应急响应流程图

## 11 效能评价

### 11.1 效能评价要求

11.1.1 燃气企业应定期开展效能评价，确定完整性管理的效果，包括有效性、效益、执行效率、风险受控程度等，并且发现完整性管理执行过程存在的不足，并持续改进。管道系统完整性管理效能评价的一般要求是：

- 管道系统完整性管理效能评价的目的是回顾总结管道系统完整性管理工作现状，深入分析管道系统完整性管理过程中的问题和不足，综合评价其效率和效果，明确给出改进建议，不断提高管道系统完整性管理水平；
- 管道系统完整性管理效能评价应科学、公正地开展，效能评价对象是实施了管道系统完整性管理的燃气企业或管理单元，且在同一评价项目中，各评价单元应具有可比性；
- 效能评价宜结合管道系统完整性管理系统开展；

——效能评价宜每年开展一次。

#### 11.1.2 开展效能评价过程中，应遵循以下基本原则：

- 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；
- 应建立在真实、有效的数据基础之上；
- 应贯穿整个完整性管理过程，并侧重核心业务环节；
- 结果应作为下次完整性管理计划编制依据。

#### 11.2 效能评价目标

对完整性管理程序进行效能评价，有助于燃气企业回答以下问题：

- 完整性管理程序的所有目标是否达到；
- 通过完整性管理程序，管道的完整性和安全性是否有效提高。

#### 11.3 效能评价方法与流程

根据管道系统完整性管理的业务工作，效能评价重点宜是考虑管道完整性管理实施的效果和效率，宜在管道完整性管理实施初级阶段开展。效能测试应根据管道完整性管理单位或部门实施管道完整性管理的相关文件记录及效能测试指标历年数据变化情况，分析其不同责任部门对于各种危害因素风险消减、预控效果情况，发现可提升空间，并提出改进建议。效能评价的总体流程见图6。

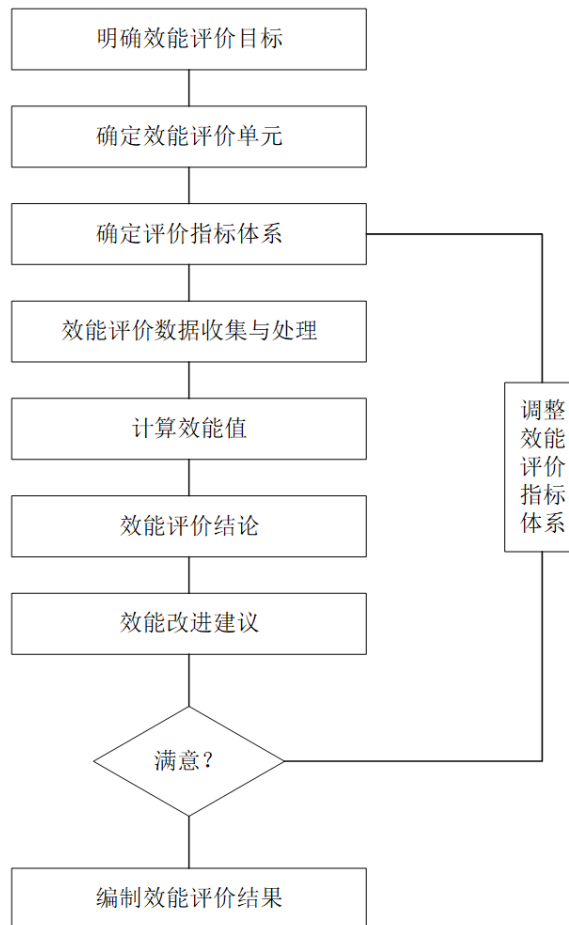


图6 效能评价流程图

#### 11.4 效能测试

11.4.1 效能测试主要关注的是完整性管理程序提高管道安全性的效果。效能测试可显示效果，但并非绝对。效能测试评价和趋势分析还能识别未预见到的危险，包括对以前未识别出来的危险。所有效能测试应简单、可测定、可实现、具有相关性，应能进行及时的评价。

11.4.2 正确地选择和评价效能测试，是确定完整性管理程序效果的一项重要工作。应仔细选择效能测试，以确保其有效性。应监测发生的变化，以确保效能测试在完整性管理方案完善的过程中保持有效。选择效能测试时，还应考虑收集足够多的分析数据所需的时间。应选择既能用于短期效能测试又能用于长期效能测试的评价方法。

## 11.5 效能测试方法

燃气企业应能通过系统内部比较或与行业内其他系统的比较，评价系统完整性管理程序的效能。

### 11.5.1 效能测试—系统内测试

11.5.1.1 应定期选用效能度量标准，评价预定的和基于风险评价的两种完整性管理程序。这种度量标准应既适用于对局部条件和“危险特性”条件的评价，也适用于对整个完整性管理程序的效能进行评价。

11.5.1.2 实施预定完整性管理程序的燃气企业，效能测试应包括附录 F 中每一种危险因素的特性度量。

11.5.1.3 由于基于风险评价的完整性管理程序要用到基于风险评价的检测时间间隔，因此必须收集足够多的度量数据，以确定合理的检测时间间隔。

11.5.1.4 除了从完整性管理程序所涉及的管段直接收集效能度量数据外，还可使用内部标准检测程序，对相邻两个管段或同一管道系统的不同区段进行比较。所得的信息可用于评价预防活动、减缓技术和效能确认的有效性。这些比较是度量分析的基础，并可确定完整性管理程序中需改进的地方。

11.5.1.5 内部审核是提供有效信息的第三种方法。燃气企业应定期进行内部审核，评价完整性管理程序的效果，并保证完整性管理程序按书面计划实施。内部审核频次的确定，应考虑既定的效能度量标准及其特定的时间段，还要考虑完整性管理程序发展中的变化和修改。

11.5.1.6 应使用从程序性能测试、内部标准检查程序的结果及内部审核中获得的数据，为完整性管理程序的评价，提供有效的依据。

### 11.5.2 效能测试—行业测试

除系统内部的比较之外，外部比较也可作为完整性管理程序效能测试的依据。外部比较可包括与其他燃气企业、其他工业数据源及管理数据源的比较。其他输气企业的标准检查程序也可用，但应仔细评价从这些数据源获得的效能测试或评价方法，以保证所有比较结果的有效性。外部审核也可提供有用的评价数据。

## 11.6 效能改进

应利用效能测试和审核结果，对完整性管理程序进行修改，使其不断完善。除完整性管理程序中要求的测试外，应采用内外审核结果，评价完整性管理程序的有效性。对完整性管理程序的修改或改进建议，应以效能测试和审核的结果分析为依据。对这些分析结果、提出的建议和对完整性管理程序所做的相应修改，都必须形成文件。

## 12 失效管理

## 12.1 失效管理目标

通过对管道失效事故进行科学管理，来支撑管道完整性管理持续改进，通过对管道失效事件的信息收集、记录、调查和分析，及早发现潜在风险，避免类似失效事件的再次发生。

## 12.2 失效应急管理

燃气企业应根据对管道可能的失效原因和失效情景制定包括应急物资准备、应急流程等在内的应急响应方案，对一些重要的管道，应急响应方案中还应该包括不停输修复等内容。对管道的故障进行分析，包括管道泄漏、管道不能接受的缺陷、对管道安全产生影响的周边环境和附属设备的破坏，并对其它重大的经济损失进行分析。

## 12.3 泄漏管理

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

- 使用泄漏检测仪器，定位燃气管道的泄漏位置；
- 评估燃气泄漏量、扩散情况，以及潜在的危险；
- 判断是否需要采取具体措施以保护人员和财产安全；
- 采取适当行动和处置措施以降低或消除危险。

12.3.2 燃气企业应定期排查与市政管网交叉或邻近管段。重点排查没有采取保护或隔离措施、燃气泄漏后容易窜/漏进入市政管网、形成密闭空间燃气聚集的管段，包括：封闭性的城镇雨（污）水排水管沟、管涵、管道、沟渠，未填实的热力、电力、通讯管涵、管沟等。

12.3.3 采用仪器检测时，应沿管道走向在下列部位进行检测：

- 燃气管道附近的道路接缝、路面裂痕等；
- 燃气管道附属设施及泄漏检测孔、检查井等；
- 燃气管道附近的其他市政管道井、管沟、地下建（构）筑物等。

12.3.4 在使用仪器检测的同时，应注意查找燃气异味，并观察燃气管道周围植被、水面及积水等环境变化情况。当发现有下列情况时，应判定是否存在燃气泄漏：

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

12.3.5 必要时，应对泄漏检测结果异常点进行钻孔泄漏检查或开挖验证。

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

## 12.4 第三方破坏管理

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

- 除 10.1 的日常巡查外，建立燃气企业、城市综合管理部门等联合巡查机制，鼓励第三方施工活动信息共享；
- 发现燃气管道安全保护或最小控制范围内的第三方施工活动后，应及时了解项目内容，包含项目建设单位、施工单位、联系人、建设内容和规模、施工周期、施工区域等信息；
- 制定燃气管道沿线第三方施工活动举报奖赏措施。

12.4.2 燃气企业需要明确对燃气设施进行巡查、检查的周期，配备必要的巡查工具，对燃气设施定期进行巡查，及时维修保养，巡线路径需全面覆盖，复杂地段、交叉作业施工区域应重点巡查。

#### 12.4.3 巡检范围

在第三方施工前，燃气企业应根据相关规定明确界定燃气设施安全保护范围，人员巡检所及地点应至少包括已经界定的安全保护范围。燃气设施的安全保护范围应由各所属企业按照国家燃气设计规范的要求，结合所在地实际情况，与当地燃气主管部门明确安全保护范围，在没有确定前，可参考 GB 55009 有关规定或参照以下要求执行：

- a) 燃气门站、调压站（室）、气化站、供应站、加气站等场站的安全保护范围根据《建筑设计防火规范》、《城镇燃气设计规范》等国家、行业相关安全技术规范规定的防火间距确定；
- b) 在燃气管道设施周边实施一般建设行为的安全保护范围：
  - 1) 埋地低压管道及附属设施为管壁外缘两侧 0.5 米范围内的区域，
  - 2) 埋地中压管道及附属设施为管壁外缘两侧 1.5 米范围内的区域，
  - 3) 定向穿越燃气管道及附属设施为管壁外缘上下间距不小于 1.5 米，左右间距不小于 2 米，
  - 4) 埋地高压、次高压管道及附属设施为管壁外缘两侧 5 米范围内的区域，
  - 5) 庭院架空管道安全保护范围为管壁外缘 0.3 米范围内的区域，
  - 6) 阀门室（井）、凝水井（缸）、调压装置、计量装置等管道附属设施为外壁（栅栏围护）1 米范围内的区域；
- c) 对在燃气管道设施周边从事打桩、新建建（构）筑物、深基坑开挖等易造成路面明显沉降或倾倒排放腐蚀性物质、放置易燃易爆危险物品、爆破、取土等行为的安全保护范围：
  - 1) 埋地低压、中压管道为管壁外缘两侧 5 米范围内的区域，
  - 2) 埋地次高压管道及管道附属设施为管壁外缘两侧 10 米范围内的区域，
  - 3) 埋地高压管道的管壁外缘两侧 50 米范围内的区域。

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

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

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

- 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；
- 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；
- 应急处置措施和操作步骤，应急处置小组、分工及职责；



——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。

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

- 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；
- 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；
- 当施工方案发生变更时，应重新评估原保护方案，必要时重新制定新保护方案；
- 做好现场监护记录。

#### 12.5 失效事件调查

- 在实际调研和所搜集的背景数据的基础上，结合实验分析的结果，对故障类型进行全面的分析，并找出故障的直接原因和根源；
- 要根据缺陷原因，对项目的完整性管理计划和实施进行分析，并发现管理体系和管理工作中的缺陷；
- 事件调查和编制调查报告应由具备相应资质的人承担。事件调查报告应当在燃气企业内部公布；
- 制定有关失效事件资料的统一标准，事件信息统计表参见附录 H。

#### 12.6 失效管理实施

12.6.1 燃气企业应建立失效调查分析流程确保采取规范的调查流程分析失效的相关的各类信息。

12.6.2 失效调查应分析造成管道失效的根本原因并提出防止类似失效的建议措施。建议措施可包括对一些相互关联的风险因素的风险管理方案。

12.6.3 燃气企业宜建立一个失效信息数据库以支持失效管理。

### 13 改造、停用与废弃管理

13.1 燃气企业应明确停用或废弃燃气设施的归口管理部门，建立企业内改造、停用或废弃燃气设施管理制度，制订业务流程和作业指导书，相关的运行管理记录应归档留存。

#### 13.2 改造

13.2.1 在全面摸清燃气管道老化更新改造底数的基础上，健全适应更新改造需要的工作体系和机制，开展城市燃气管道等老化更新改造工作，彻底消除安全隐患。

13.2.2 应纳入改造范围的燃气管道具有材质落后、使用年限较长、运行环境存在安全隐患、不符合相关标准规范规定与使用需求几种特征，具体包括以下管道：

- 经评估无法满足安全运行要求的管道；
- 运行年限满 20 年，且存在安全隐患的燃气管道；
- 风险评估结果显示无法通过落实管控措施保障安全的管道；
- 其他被建构筑物占压、敷设于密闭空间的管道；
- 埋深、间距等不符合现行标准要求的老旧管道；
- 管径、输气量不能满足现有城市发展需求的局部地区管道；
- 用户设施。居民用户的橡胶软管、需加装的安全装置等；工商业等用户存在安全隐患的管道和设施。

13.2.3 根据本地燃气管道实际合理确定更新改造标准，制定标准应遵循以下原则：

- 立足全面解决安全隐患、防范化解风险，坚持保障安全、满足需求，科学确定更新改造标准；
- 城市燃气老化管道和设施更新改造所选用材料、规格、技术等应符合相关规范标准要求，注重立足当前兼顾长远；
- 结合更新改造同步在燃气管道重要节点安装智能化感知设备，完善智能监控系统，实现智慧运行，完善消防设施设备，增强防范火灾等事故能力。

13.2.4 在进行了全面的燃气管道隐患排查后，应根据隐患排查和风险评估结果制定改造计划，包括：

- 改造依据及必要性；
- 明确待改造的燃气管道和设施种类、权属、构成、规模，摸清位置关系、运行安全状况及环境等信息；
- 改造设计方案及其审批程序；
- 建立更新改造台账。

13.2.5 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。

13.2.6 鼓励改造实施时同步推进数字化、网络化、智能化建设：

- 结合更新改造工作，完善燃气监管信息系统；
- 及时纳入城市燃气管道老化更新改造信息；
- 实现城市燃气管道和设施动态监管、互联互通、数据共享。

### 13.3 停用

13.3.1 运行管道应与长期停用管段采取有效措施，应隔断停用管段并对管内气体进行置换，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。

13.3.2 周期性供气和临时停用的燃气管道不属于停用管道，应按运行管道进行运维管理。

13.3.3 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。

13.3.4 燃气企业应对停用或废弃燃气设施管理编制管理制度和处置流程。

13.3.5 当某段燃气管道处于停用状态时，应详细登记该管段停用状态信息，至少包括：

- 详细位置信息，包括起始点坐标、周围环境信息等；
- 停用原因；
- 管道基本信息：
  - 材质，
  - 工作压力，
  - 使用年限，
  - 连接方式，
  - 防腐形式等；
- 历史检测情况；
- 重新启用的可能性；
- 曾发生过泄漏、第三方损坏等失效情况。

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

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

13.3.8 燃气企业应建立停用或废弃燃气设施的图档资料，鼓励利用信息化技术提高管理的科学性和有效性，在 GIS 中建立专门的停用或废弃燃气设施管理图层。

#### 13.4 废弃

13.4.1 废弃的燃气管道及附属设施应及时拆除。不能立即拆除的，应采取保压、惰性气体置换等有效措施密封，管道内不应存留燃气介质，并应设置明显的标识或采取有效封堵。

13.4.2 燃气管道废弃工程施工前要做好准备工作并依据周围环境情况制定施工方案，尽量使施工成本和环境影响程度降到最低。

13.4.3 废弃燃气管道的处置方式如下：

——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；

——废弃管道的处置方式包括拆除和就地弃置两种，裸露管段应拆除，其他管段可就地弃置。对伴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；

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

——废弃管道设置警示标识，以免误操作。

13.4.4 废弃燃气管道处理完毕后，需要对废弃管道进行定期检查维护，保障已废除管道不会对地面造成沉陷或是产生新的污染物质对环境产生污染等问题。

13.4.5 应建立废弃管道的资料库，并对每条废弃管道进行登记。

### 14 沟通和变更管理

#### 14.1 沟通

14.1.1 企业应建立并实施信息沟通管理计划，健全信息沟通体系和系统，确保内外部相关方信息有效沟通。

14.1.2 燃气企业与各方利益相关者之间的交流，应当考虑下列方面：

a) 政府部门：

- 1) 燃气企业的联络资料，
- 2) 管线走向图，
- 3) 应急预案；

b) 管道沿线居民：

- 1) 燃气企业的联络资料，
- 2) 管线的走向，
- 3) 管道输送的介质，
- 4) 识别、报告和应对泄漏的方法。

14.1.3 内部相关部门沟通内容应包括：

——完整性管理要素及相关情况；

——内部报告及效果；

——有效的完整性管理实施信息。

## 14.2 变更管理

14.2.1 应制定变更管理程序，记录变更信息，以规范变更管理。

14.2.2 对于工艺调整、改线、修复等变更，应及时更新数据，评估该变化对管道安全方面的影响，并变更完整性管理方案。

## 15 培训和能力要求

15.1 燃气企业应根据日常管理需求，编制培训大纲，定期进行人员培训。从事管道完整性管理的相关人员应掌握以下相应技能，并通过培训和考核：

- 数据管理；
- 关键区域识别；
- 风险评价；
- 管道完整性检测与适应性评价；
- 管体风险消减及缺陷修复管理；
- 效能评价与管理；
- 管道失效管理方法；
- 沟通与变更管理。

15.2 管道完整性管理培训与能力应分级管理。

15.3 应编制并贯彻执行对完整性管理人员的培训大纲，定期审查培训计划，并根据需要进行修订。培训大纲可参照附录 I 制定实施。

15.4 需对学员能力进行考核。考核内容包括理论知识、工程实践考核，可通过书面、计算机或答辩等方式实施。

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

15.6 依据工作范围，参加管道完整性管理相关人员应通过相应的培训，达到能力水平要求后从事相对应的业务工作。

附 录 A  
(资料性)  
完整性管理数据采集清单

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

表A.1 完整性管理数据采集类目

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
1	中心线	测量控制点	建设期
		中心线控制点	建设期, 运行期
		标段	建设期
		埋深	建设期, 运行期
2	管道设施	站场边界	建设期
		标桩	建设期, 运行期
		埋地标识	建设期, 运行期
		附属物	建设期, 运行期
		套管	建设期, 运行期
		防腐层(钢质)	建设期, 运行期
		穿跨越	建设期, 运行期
		弯管	建设期, 运行期
		收发球筒	建设期, 运行期
		非焊缝连接方式	建设期, 运行期
		开孔	建设期, 运行期
		阀门	建设期, 运行期
		环焊缝	建设期, 运行期
		三通	建设期, 运行期
水工保护	建设期, 运行期		
隧道	建设期, 运行期		
3	第三方设施	第三方管道	建设期, 运行期
		公共设施	建设期, 运行期
		地下障碍物	建设期, 运行期
4	检测维护	外检测记录	运行期
		内检测记录(钢质)	运行期
		适用性评价	运行期
		管体开挖单	运行期
		焊缝检测结果	建设期
		试压	建设期
		管道维修	运行期
5	基础地理	建构物	建设期, 运行期
		河流	建设期
		土地利用	建设期

表A.1 (续)

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
5	基础地理	行政区	建设期
		铁路	建设期
		公路	建设期
		土壤	建设期
		地质灾害	建设期, 运行期
		面状水域	建设期
6	设计建设	设计资料	建设期
		管道走向图	建设期
		系统总图	建设期
		管道设计使用压力	建设期
		管道设计使用温度(钢制管道)	建设期
		安装日期	建设期
		连接方法	建设期
		穿越/套管	建设期
		管道埋深	建设期
		工程进度检查文件	建设期
		工程竣工文件	建设期
		工程竣工图样	建设期
		竣工验收技术资料	建设期
		施工质量检验	建设期
施工安装其他情况	建设期		
7	运行	输送介质	运行期
		运行压力	运行期
		失效记录	运行期
		巡线记录	运行期
		泄漏监测系统	建设期、运行期
		清管	建设期、运行期
8	管道风险	隐患等级识别结果	建设期, 运行期
		管道风险评价结果	建设期, 运行期
		地质灾害评价结果	建设期, 运行期
9	应急管理	单位联系人	建设期, 运行期
		应急组织机构	建设期, 运行期
		应急组织人员	建设期, 运行期
		应急抢修设备	建设期, 运行期
		应急预案	建设期, 运行期
		应急抢修记录	建设期, 运行期
		储备物资	建设期, 运行期

附 录 B  
(资料性)  
提交数据表结构

提交数据表结构格式见表 B.1～表 B.8。

表B.1 管道中心线位置表

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

表B. 2 管道中心线属性表

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



表B.3 管段属性表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道ID			
管段ID			
管段长度	m		
直径	mm		
壁厚	mm		
设计压力	MPa		
运行状态		运行状态	
位置数据质量		位置数据质量	
属性外键			
更新说明		更新说明	
备注			

**注1：**管段是管道的子区域，管段ID由燃气企业分配。原则上管段在位置上不存在重叠和空隙。每个管段仅有两个端点，不允许有分支，管道应划分尽量少的管段，仅在如下情况下划分管段：  
 ——管道相交（指物理连通），例如一个支线和干线；  
 ——管道相关属性（如直径，壁厚）变化。

**注2：**“属性外键”字段填写连接地理空间要素（管道）与其属性记录之间的外键。

**注3：**“直径”和“壁厚”字段分别填写管段公称直径和壁厚，单位mm，保留两位小数。

**注4：**“位置数据质量”字段的阈值具体含义为：“优”表示空间坐标数据的误差小于1m；“良”表示误差在1m~10m之间；“中”表示误差大于10m~50m之间；“差”表示误差在大于50m。

**注5：**“更新说明”标识自上次提交数据以来此次数据的修改方式，阈值包括：  
 a) 新增管道；b) 空间数据修改；c) 属性数据修改；d) 空间和属性数据修改；e) 删除；f) 无变更。

表B.4 站场表

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

表B.5 管道占压表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道ID			
行政区划			
里程	m		
桩号			
与桩的距离	m		
占压方位		占压方位	
占压物类型		占压物类型	
占压危害程度		占压危害程度	
占压物所在详细地址			
占压长度	m		
占压面积	m <sup>2</sup>		
占压开始时间			
目前主要对策及保护措施			
计划清理完成时间			
备注			

注1：有里程数据时优先提交里程信息，没有里程数据可提交桩加偏移量数据。

注2：行政区划填写占压位置所在县级行政区划，可填写多个，以半角逗号分隔。

注3：占压危害程度分为A、B、C三级，“A级”指公众聚集场所、居民楼和易燃易爆场所等建、构筑设施；“B级”指有人口居住、活动且可能引发人员伤亡，或影响管道安全运行的建、构筑设施；“C级”是指“A级”和“B级”以外的建、构筑设施。

注4：“占压长度”单位为米（m），“占压面积”单位为平方米（m<sup>2</sup>）。

注5：“占压开始时间”和“计划清理完成时间”按照年/月/日（YYYYMMDD）格式数字序列填写。

表B. 6 管段风险隐患记录表

数据项名称	计量单位	域值名称	填写说明
管道ID			
管段编号			
起始里程	m		
终止里程	m		
起始桩号			
与起始桩的距离	m		
终止桩号			
与终止桩的距离	m		
主要隐患		主要危害因素	
风险评价时间			
管段风险描述			
风险评价单位名称			
备注			

注1：两种位置提交方式：一种是该管段的起始里程和终止里程；二是提交桩加偏移量数据。单位都为米（m）。  
 注2：高风险管段编号：由燃气企业进行编号，在一个风险识别工作周期内应保证同一管网内高风险管段编号唯一，并可采用数字顺序编号。  
 注3：“风险评价时间”按照年/月/日（YYYYMMDD）格式数字序列填写。

表B.7 管道中心线元数据表

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

表B.8 域值表

域值名称	域值代码	域值含义
产品类型	1	液化石油气
	2	天然气
	3	煤制气
	4	人工燃气
	5	沼气
运行状态	1	在用的
	2	损坏
	3	修复中
	4	建设中
	5	已废弃
位置数据质量	1	优
	2	良
	3	中
	4	差
	5	未知
更新说明	1	新增管道
	2	空间数据修改
	3	属性数据修改
	4	空间和属性数据修改
	5	删除
	6	无变更
投影方式	1	西安80坐标系6度分带
	2	西安80坐标系3度分带
	3	北京54坐标系3度分带
	4	北京54坐标系6度分带
	5	其他
坐标系	1	CGCS2000大地坐标系
	2	WGS84世界大地坐标系
	3	54北京坐标系
	4	80西安坐标系
	5	城市坐标系
	6	其他
度量单位	1	十进制度
	2	米
	3	千米
	4	其他
地区等级	1	未知

表B.8 (续)

域值名称	域值代码	域值含义
	2	等级1——在规定面积内少于15户
	3	等级2——在规定面积内多于15户少于100户
	4	等级3——在规定面积内多于100户
	5	等级4——交通发达的城镇商业区
	6	其他
占压方位	1	管道正上方
	2	管道两侧各5m范围内
占压物类型	1	建构筑物
	2	圈占
	3	深根植物
	4	重物
	5	堆积物
	6	其他
危害程度	1	A级
	2	B级
	3	C级
主要危害因素	1	未知
	2	腐蚀
	3	误操作
	4	制造与施工缺陷
	5	地质灾害
	6	第三方损坏
	7	其他
<p>注1：本表中域值名称对应表B.1~B.8中域值名称。  注2：每种域值含义对应一个域值代码，域值代码用于设计数据库字段时使用；域值含义表示该域值名称所含有的类型。</p>		

**附录 C**  
**(资料性)**  
**管道风险矩阵**

风险矩阵法（简称 LS）， $R=L \times S$ ，其中 R 是危险性（也称风险度），事故发生的可能性与事件后果的结合，L 是事故发生的可能性。S 是事故后果严重性。R 值越大，说明该系统危险性大、风险大。其中

$$L = 400 - \text{失效可能性分值}$$

$$S = \text{泄漏影响系数}$$

上述分析，针对管道整体事故发生概率以及失效的后果进行了打分。其中事故发生概率得分从 0~400，失效后果严重性得分 0~40 分，得分越高事故发生可能性越高，事故失效后果越严重。

参照 DNV-RP-F 116 与有关生产安全事故的研究报告，按照程度不同将事故发生概率和失效后果由低到高划分成 1~5 的等级，结合事故发生概率打分结果，半定量分析事故发生概率和失效后果得分如表 C.1 和表 C.2 所示，风险分级见图 C.1。

**表C.1 失效可能性等级**

失效可能性分级	描述	事故发生概率得分区间
1	企业内曾每年发生多次类似失效，或预计 1 年内发生失效	[0, 10)
2	企业内曾每年发生类似失效，或预计 1 年~3 年内发生失效	[10, 40)
3	企业内曾发生过类似失效，或预计 3 年~5 年内发生失效	[40, 100)
4	行业中发生过类似失效，或预计 5 年~10 年内发生失效	[100, 200)
5	行业中没有发生类似失效，或预计超过 10 年后发生失效	[200, 400)

**表C.2 失效后果等级**

失效后果等级	失效后果严重程度	失效后果得分区间
1	无害	[0, 1)
2	轻微伤害	[1, 4)
3	一般伤害	[4, 10)
4	严重伤害	[10, 20)
5	人员伤亡	[20, 40)



事故 发生 概率 等级	5	黄色	红色	红色	红色	红色
	4	绿色	黄色	红色	红色	红色
	3	绿色	黄色	红色	红色	红色
	2	绿色	绿色	黄色	黄色	红色
	1	绿色	绿色	绿色	绿色	黄色
风险矩阵		1	2	3	4	5
		失效后果严重程度等级				

图C.1 风险矩阵

其中风险等级的具体含义如下表 C.3 所示：

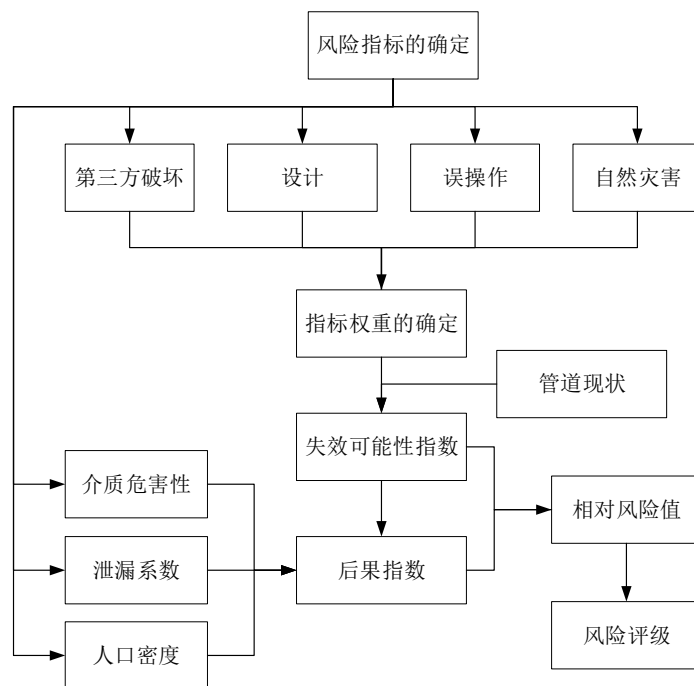
表C. 3 风险等级

颜色	类别	得分	描述
绿色	低 (I)	10~200	风险水平可以接受，当前应对措施有效，可不采取额外技术、管理方面的预防措施
黄色	中 (II)	200~800	时刻持续关注，采取对策降低风险为接受水平
红色	高 (III)	800~1600	风险水平不可接受，立即采取有效措施以降低风险，以免造成事故，损失惨重

附录 D  
(资料性)  
肯特法步骤

肯特法基本步骤:

- a) 确定管道事故的失效可能性指标;
- b) 确定造成管道事故的失效后果指标;
- c) 在求取管道各分段相对风险指数大小的基础上, 确定各段管道的风险程度, 相对风险数越大, 管道的风险越小, 管道越安全。相对风险数是在分析各段管道的独立影响因素后, 求取指数和, 再分析介质的危险性和影响系数, 求取泄露影响系数, 最后求取指数和与泄露影响系数的比, 得出相对风险数的大小。



图D.1 肯特法基本流程

附录 E  
(资料性)  
管道建设期风险评价内容

在管道建设期进行的风险评价，应考虑以下因素：

- E.1 根据管道沿线的地方政府规划，考虑现有设计是否能满足规划要求。
- E.2 根据沿线土地的使用情况及规划用地情况分析可能存在的第三方损坏、占压等情况。避免投产后引起的占地纠纷、交叉施工过多带来的第三方损坏风险、短期内改线等情况。
- E.3 应充分考虑腐蚀、疲劳、热应力等风险因素，在满足输量的情况下，合理选择管道材质、管径、壁厚等参数，并依据设计的正常工况及可能出现的紧急情况，对管道材质及壁厚选取进行校核；调研材质及焊接工艺对环境温度、湿度、土质等的敏感性，使管材及焊缝在运行环境中不产生异常失效速率。
- E.4 根据沿线土壤腐蚀性、岩土类型、沿线电气化设施等分析可能出现的防腐层损坏、杂散电流和腐蚀易发区等风险。对局部腐蚀环境、杂散电流等腐蚀控制措施的有效性进行评价。防腐层及补口材料的选择应考虑具体的管径、壁厚、施工温度、土壤类型等因素。
- E.5 应对管道穿跨越（含隧道）位置、活动断裂带及特殊不良地质地段的危险进行评价，管道应选择在稳定的缓坡地带、灾害地质较少的地段通过，避免通过滑坡、崩塌、泥石流、陡坡、陡坎等易造成管道破坏的地带；通过活动断裂带可选用应变能力强的钢管，宜适当加大壁厚，并尽量减少使用弯头等管件，断裂带两侧的过渡段范围内管道宜采用弹性敷设方式。
- E.6 考虑施工阶段可能对周围环境和地形、地貌造成的扰动和破坏，依据地貌、土壤类型、降雨等信息，分析可能存在的地质灾害类型及危险程度。对于可能存在的山体滑坡、冻胀融沉等灾害，审核其监测设施运行有效性。管道铺设应尽量避免横坡铺设。
- E.7 应识别施工可能对管道本体产生的危害，并给出评价结论。使用特殊的施工工艺应考虑对将来完整性评价的影响。
- E.8 考虑工程变更时的风险，识别出由于变更对今后运行可能产生的危害，并提出消除危害和预防风险的措施。

附录 F  
(规范性)  
管道危害因素

表 F.1 管道危害因素

危害因素	二级因素	三级因素
第三方破坏	管线情况	附加保护层
		覆土层性质
		管道埋深
		管材等级
		管道运行年限
		安全距离
		资料完整性
	巡线	巡线规程
		巡线频率
	报警应急处置装置	
	安全预警与监控系统	
	管道线路标识	线路标识完好程度
		线路标识与实际情况的符合程度
	地面活动情况	地区级别
		建设活动频繁程度
		交通繁忙程度
		违章占压
		其他设施交叉
	公众教育与法制观念	公众管道安全常识
		经济发达程度
		社会治安状况
关系处理		
宣传教育力度		
处置与防范	处置方案	
	处置效果	
事件响应		
设计因素	管道安全系数	
	系统安全系数	
	系统水压试验	
	选线选址	管路线路设计
		地质条件
	管材选取	材料选取

表F.1 (续)

危害因素	二级因素	三级因素
	安全系统	材料质量
		安全装置设计
		安全系统设计
		超压设计
	设计单位及人员	
	危险因素识别	
	设计方案审查	
误操作	施工因素	检验
		施工监督
		施工管理措施
		施工人员资质
		管件预处理
		材料
		包覆层
		施工验收
		管道回填质量
		管体缺陷
	焊接质量	
	运行因素	工艺规程
		机械防错装置
		管理程序
		检测频率
		检测人员资质
		检测项目
		安全措施
		运行监督
		职工培训
		隐患排查治理
	数据采集系统/通讯	
	维护因素	维修工作的文件编制
		维护人员技术水平
		日常维护的正式计划
		维护规程
		修复方式
自然灾害	生物侵蚀	
	地质灾害	发生地质灾害的可能性

表F.1 (续)

危害因素	二级因素	三级因素
		管道有无相应防护措施
		地质灾害的猛烈程度
		预警不足
	气象灾害	管道有无相应防护措施
		发生气象灾害的可能性
		气象灾害的猛烈程度
		预警不足

附 录 G  
(资料性)  
管道风险评价报告

管道风险评价报告包括如下内容：

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

附 录 H  
(资料性)  
管道失效事件信息统计表

管道失效事件信息统计表格式见表 H.1。

表H.1 管道失效事件信息统计表

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



表H.1 (续)

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

**附录 I**  
**(资料性)**  
**管道完整性管理培训大纲**

**1.1 初级管道完整性管理能力培训**

1.1.1 掌握管道完整性管理的基本理念及基础知识，能够依照标准或体系文件实施完整性管理的各项要求。

1.1.2 熟悉管道数据的类型，能够编制数据采集方案，并能够配合数据采集项目的开展；正确使用高后果区识别的相关规程。

1.1.3 了解检测管道作业的风险及控制措施，能够配合检测作业的开展；了解管体缺陷常见修复方法的具体工序及要求，能够对管体缺陷修复施工进行监管与配合；能够依照标准或体系要求进行巡线和阴极保护系统测试；能够对巡线或测试过程中发现的次标准依照流程进行处理。

**1.2 中级管道完整性管理能力培训**

1.2.1 掌握完整性管理的基本理念，能够依照标准或体系文件实施完整性的各项要求；能够依据评价结果制定合理的完整性管理决策，能够编制完整性管理方案。

1.2.2 熟悉管道数据的类型；能够依据完整性管理的要求对数据采集项目提出具体要求，并能够编制和审核数据采集方案；了解完整性管理数据流程；正确使用隐患识别分级及处置的相关规程；了解多种风险评价方法优缺点，能从事基础风险评价，并能正确解读评价结果；了解完整性管理作业的流程、风险及控制措施，能够配合检测作业的开展，熟练掌握检测报告的应用；掌握管体缺陷常见修复方法的具体工序及要求，能够对管体缺陷修复施工进行监管；能够依照标准或体系要求进行巡线；能够对巡线或测试过程中发现的次标准依照流程进行处理；能够对问题进行原因分析，通过类比发现其他管道的潜在问题。

**1.3 高级管道完整性管理能力培训**

**1.3.1 培训要求**

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

**1.3.2 完整性综合管理、体系管理方向**

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

**1.3.3 数据管理方向**

培训所达要求：能够准确读取、分析数据；熟悉管道数据的类型；能够依据完整性管理的要求对数据采集项目提出具体要求，并能够编制和审核数据采集方案；依据完整性管理数据现状优化数据流程。

**1.3.4 风险评价管理方向**

培训所达要求：正确使用隐患辨识分级的相关规程；能够依据管道不同特点选择评价方

法；熟悉不同的评价方法并根据管道特点选择适合的评价方法；能够开展管道综合风险评价，编制和审核风险评价报告。

### 1.3.5 管道完整性检测与评价管理方向

培训所达要求：掌握完整性检测技术的基本原理与缺陷评价方法；掌握现场检测作业的风险识别及控制措施；选择缺陷评价方法开展完整性评价并掌握检测报告的应用；熟悉目前通用的缺陷评价方法；能够组织内外检测作业；能够组织并编写管道完整性评价报告。

### 1.3.6 管体缺陷修复管理方向

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

### 1.3.7 管道日常管理方向

培训所达要求：

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

## 1.4 培训和认证要求

各级能力要求和培训大纲明细列表见表 I.1。

表 I.1 管道完整性管理培训能力大纲明细列表

项目	资格要求	专业能力	培训大纲	要求
初级	从事管道完整性相关工作 1 年以上或 2 年以上相关工作经验	风险评价识别管理	风险识别与评价基础； 隐患识别技术； 地质灾害风险管理概述及调查识别	相关岗位工作满 2 年的人员直接通过确认；不足 2 年的人员参加完相关培训后通过考试认证
		管道完整性检测与评价管理	完整性检测技术及适用场景	相关岗位工作满 2 年的人员直接通过确认；不足 2 年的人员参加完相关培训后通过考试认证

表I.1 (续)

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

### 1.5 培训教师的要求

培训教师的要求如下：

- a) 一般培训师应满足其中之一：
  - 1) 在管道完整性领域具备5年以上工作经验，具备工程师及以上资质；
  - 2) 编制过完整性技术与管理相关的行业标准或参与过国家标准编写；
  - 3) 培训机构中在管道完整性管理方向具有3年以上培训经验；
  - 4) 达到完整性高级培训要求的可培训初级、中级课程。
- b) 高级培训师应满足其中之一：
  - 1) 在管道完整性领域具备10年以上工作经验，具有高级工程师及以上资质，研究成果在工程上应用；
  - 2) 编制过完整性技术与管理相关的国家标准或参与过国际标准、出版完整性类的中英文专著；
  - 3) 开展过一般水平培训5年以上，并经高级培训师3人以上推荐。