

ICS 75.010

E 10

备案号：53432—2016



中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6621—2016

代替 SY/T 6621—2005

输气管道系统完整性管理规范

Managing system integrity of gas pipelines

2016—01—07 发布

2016—06—01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言 Ⅲ

引言 V

1 范围 1

2 术语和定义 1

3 完整性管理原则 5

4 完整性管理程序综述 6

 4.1 概述 6

 4.2 完整性危害分类 7

 4.3 完整性管理过程 8

 4.4 完整性管理程序 10

5 后果 10

 5.1 概述 10

 5.2 潜在影响区域 11

 5.3 需考虑的后果因素 13

6 数据收集、检查 and 综合 13

 6.1 概述 13

 6.2 数据要求 14

 6.3 数据来源 15

 6.4 数据收集、检查和分析 15

 6.5 数据整合 16

7 风险评价 16

 7.1 概述 16

 7.2 定义 16

 7.3 风险评价的目标 17

 7.4 风险评价方法的建立 17

 7.5 风险评价方法 17

 7.6 风险分析 18

 7.7 有效风险评价方法的特点 19

 7.8 采用评价法进行风险预测 20

 7.9 风险评价数据的收集 21

 7.10 规定的和基于风险的完整性管理程序的优先级排序 21

 7.11 完整性评价和减缓措施 22

 7.12 有效性验证 22

8 完整性评价 22

 8.1 概述 22

8.2	管道内检测	22
8.3	试压	25
8.4	直接评价	26
8.5	其他完整性评价方法	27
9	对完整性评价的响应和维修、预防措施	27
9.1	概述	27
9.2	对管道内检测结果的响应	27
9.3	对试压的响应	32
9.4	对直接评价检测的响应	33
9.5	计划响应的时间表	33
9.6	维修方法	34
9.7	预防策略/方法	34
9.8	预防措施的选择	34
10	完整性管理方案	34
10.1	概述	34
10.2	完整性管理方案的更新	35
10.3	方案的框架	35
11	效能测试方案	37
11.1	概述	37
11.2	效能测试的特点	37
11.3	效能测试方法	38
11.4	效能测试——系统内测试	38
11.5	效能测试——行业测试	41
11.6	效能改进	41
12	联络方案	41
12.1	概述	41
12.2	外部联络	41
12.3	内部联络	42
13	变更管理方案	42
14	质量控制方案	43
14.1	概述	43
14.2	质量管理控制	43
附录 A (资料性附录)	危害评价流程图和规定的完整性管理方案	45
附录 B (资料性附录)	直接评价法	63
附录 C (资料性附录)	本标准与 ASME B31.8S : 2014 章条编号对照情况	64
附录 D (资料性附录)	本标准与 ASME B31.8S : 2014 的技术性差异及其原因	66
附录 E (资料性附录)	本标准中引用标准与国内现有标准对应情况	67
参考文献		68

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准使用重新起草法修改采用 ASME B31.8S: 2014《输气管道系统完整性管理》。

本标准与 ASME B31.8S: 2014 相比在结构上有较多调整，附录 C 中列出了本标准与 ASME B31.8S: 2014 的章条编号对照情况。

本标准与 ASME B31.8S: 2014 相比存在技术性差异，附录 D 中列出了本标准与 ASME B31.8S: 2014 的技术性差异对照情况。

附录 E 中列出了本标准中引用的部分标准与国内现有相关标准的对应情况。

本标准代替 SY/T 6621—2005《输气管道系统完整性管理》。本标准与 SY/T 6621—2005 的主要技术差异如下：

- 修改了范围，按照 GB/T 1.1—2009 的要求进行了调整（见第 1 章，2005 年版的 1.1）；
- 修改了部分术语和定义（见第 2 章，2005 年版的第 13 章）；
- 在完整性危害分类中，增加了磨蚀、氢致损伤等因素；增加了考虑交变压力对输气管道的影响（见 4.2，2005 年版的 2.2）；
- 修改了图 3，增加了潜在影响区域计算公式的适用范围要求（见第 5 章，2005 年版的第 3 章）；
- 修改了数据整合的示例（见 6.5，2005 年版的 4.5）；
- 修改了风险评价方法的相关解释（见 7.5，2005 年版的 5.5）；
- 修改了操作应力范围和检测方法的标准（见表 3，2005 年版的表 3）；
- 修改了风险评价方法的特点（见 7.7，2005 年版的 5.7）；
- 删除了术语和定义中的完整性评价术语层次图，将该图移至第 8 章完整性评价中，增加了该图的内容（见 8.1，2005 年版的第 13 章）；
- 修改了外腐蚀危害的直接评价法（见 8.4.2，2005 年版的 6.4.1）；
- 增加了“应力腐蚀开裂危害的应力腐蚀开裂直接评价法（SCCDA）”（见 8.4.4）；
- 增加了对内检测结果响应的具体要求（见 9.2，2005 年版的 7.2）；
- 修改了对直接检测评价的响应，增加了对应力腐蚀开裂直接评价的要求（见 9.4，2005 年版的 7.4）；
- 增加了“计划响应的时间表”（见 9.5）；
- 增加了维修方法和表中符号的说明（见表 4，2005 年版的表 4）；
- 修改了方案框架中关于完整性评价的内容（见 10.3.3，2005 年版的 8.3.3）；
- 修改了效能测试中的系统内测试的内容（见 11.4，2005 年版的 9.4）；
- 修改了效能指标中设备和误操作危害的内容（见表 9，2005 年版的表 9）；
- 修改了全面效能测试的内容（见表 10，2005 年版的表 10）；
- 修改了第 13 章题目“变更管理方案”和变更管理方案的相关内容（见第 13 章，2005 年版的第 11 章）；
- 修改了质量管理控制内容和对人员的要求（见 14.2，2005 年版的 12.2）；
- 修改了针对外腐蚀危害和内腐蚀危害的完整性评价时间间隔（见 A.1.3 和 A.2.3，2005 年版的 A.1.3 和 A.2.3）；

——修改了 A.3，删除了图 A.3，增加了表 A.1 和表 A.2（见 A.3，2005 年版的 A.3）；

——修改了附录 B（见附录 B，2005 年版的附录 B）。

本标准由石油工业油气储运专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司、中石油北京天然气管道有限公司、中国石油天然气股份有限公司管道分公司、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中海油田服务股份有限公司。

本标准主要起草人：湛贵宇、王棠昱、陈静、董绍华、张华兵、宗照峰、陈瑾、王为、熊光德、王东营、李成钢。

引 言

确保输气管道系统的完整性，是每个管道企业的首要目标。管道企业希望不间断和安全可靠地向用户供应天然气，避免对员工、公众、用户或环境造成不利影响。无事故运行始终是管道企业的目标。本标准作为对 ASME B31.8 的补充，将使管道企业更容易实现这个目标。

综合、系统和全面的完整性管理程序，为改进管道系统的安全性提供了方法，它可有效配置资源信息，为管道企业提供预防、检测和减缓措施。这些措施将提高安全性，并减少事故发生的次数。

本标准介绍了管道企业用于评价和减缓风险的一套程序，其目的在于减少事故发生的可能性、减轻事故的后果。该程序包括规定的和基于风险的两种完整性管理程序。

规定的完整性管理程序，可提供所有必要的预防、检测和减缓措施。基于风险的完整性管理程序，需要的数据更多，风险分析的范围更大，能使管道企业在检测周期、采用工具和减缓方法的选择方面具有更大的灵活性，以满足甚至高于本标准的要求。未进行充分的检测、并获得规定的完整性管理程序所需的管道状况信息，管道企业不宜开展基于风险的完整性管理程序。基于风险的完整性管理程序或其他相应国际标准，其可信度应高于或等于规定的完整性管理程序的可信度。

本标准的每一章都对规定的和基于风险的完整性管理程序提出了要求。此外，附录 A 针对不同的危害，介绍了具体的步骤，可供管道企业建立一套符合要求的规定的完整性管理程序。

本标准是为负责设计、执行和改进管道完整性管理程序的个人和组织制定的。一般来讲，组织包括管理人员、设计人员、操作人员、技术人员和/或在预防、检测和减缓措施方面有专长的专业人员。

输气管道系统完整性管理规范

1 范围

本标准给出了管道企业制定和执行有效的完整性管理程序所需的信息、经过证实的行业做法和过程的指南。

本标准适用于陆上钢质输气管道系统。

2 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

2.1

应采取措施的异常 actionable anomaly

管道企业基于对异常和管道数据的分析，认为可能超过接受限度的异常。

2.2

异常 anomaly

管材、涂层或焊缝的一项偏离正常的未经验证的偏差。

2.3

屈曲 buckle

由于弯曲、轴向力、撞击和/或扭矩载荷的单独作用或与内压共同作用，使管道承受一定的塑性变形引起管壁永久性的褶皱或造成管道截面过度变形的一种状态。

2.4

密间隔测试 close interval survey (CIS)

一种在管顶地表以预定间隔（一米/英尺至几米/英尺）测取一系列管地电位，并由此得出阴极保护系统的效果的检测技术。

2.5

缺陷 defect

尺寸或特性超出可接受限度的异常。

2.6

凹陷 dent

由于外力作用而产生的管壁永久变形，导致管道局部流通截面减小。

2.7

直流电位梯度 direct current voltage gradient (DCVG)

将周期性同步通/断的阴极保护电流施加在管道上，以密间隔测量管道防腐层破损点漏泄的直流电流在地表所产生的地电位梯度变化，来确定防腐层缺陷位置、大小并识别腐蚀活性的方法。

2.8

工程评价 engineering assessment

使用工程原则进行的一种书面评价，评价各种变化对管道系统的运行或完整性的影响，该评价遵循评价对象有关的工程和风险管理原则，一般需要有经验或资质的人员进行。

2.9

工程临界评价 **engineering critical assessment (ECA)**

基于断裂力学、可确定缺欠最大许可尺寸的一种分析过程，该过程遵循评价对象有关的工程和管理原则，一般需要有经验或资质的人员进行。

2.10

失效 **failure**

管道系统的某些设施损坏、功能缺失或性能下降，不能继续安全可靠使用的状态。

2.11

疲劳 **fatigue**

多个应力周期造成裂纹发展或扩大的过程。

2.12

气体 **gas**

适合于民用或工业燃料、通过管道系统输送或分配至用户的任何气体或气体混合物。常见的类型为天然气、煤制天然气、煤层气、人工煤气和与空气或无空气掺合气态的液化石油气。

2.13

输气管道系统 **gas pipeline system**

一条或数条相互连通形成网络的管道，用于将气体从集气系统、气体处理厂出口或储气库输至用户或其他储气库，有明确起、止点的管道设施，一般包括输气线路、输气站场及辅助设施等。

2.14

划痕 **gouge**

机械损伤引起的金属损失，会造成金属管道局部细长的沟槽或凹槽。

2.15

氢致损伤 **hydrogen-induced damage**

金属与环境（液体或气体）接触、金属材料吸收了氢离子（原子/分子）造成退化的形式。例如：形成内裂纹、鼓泡、钢内空洞、脆化（即失去延展性）、高温氢蚀（即表面脱碳和氢化反应）。

2.16

缺欠 **imperfection**

特性未超过可接受限度的异常。

2.17

迹象 **indication**

管道无损检测技术或方法检测到的偏离预期的现象，可能是或不是缺陷。

2.18

内检测 **in-line inspection (ILI)**

利用内检测器进行的管道检测活动。

2.19

内检测器 **in-line inspection tools**

借助于流体压差在管内运动，检测管道缺陷（内外壁腐蚀、损伤、变形、裂纹等）、管道中心线位置和管道结构特征（焊缝、三通、弯头等）的设备。

2.20

完整性评价 **integrity assessment**

采取适用的检测技术，获取管道本体状况信息，通过材料与结构可靠性分析，对管道的安全状态进行全面评价，从而确定管道适用性的过程。常用的完整性评价方法有：管道内检测、试压和直接评价等。

2. 21

低应力管道 low stress pipeline

环向应力不大于钢管规定最小屈服强度 20% 的管道。

2. 22

磁粉检测 magnetic particle inspection (MPI)

利用漏磁场和合适的显示物揭示表面和近表面非连续信号特征的一种无损检测方法。

2. 23

变更管理 management of change

系统地认知可能影响系统完整性的技术、物理、程序或组织变更并将其传达给相关部门的过程。

2. 24

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

管道系统遵循规范的规定，所能连续操作的最大压力，最大允许操作压力小于或等于设计压力。

2. 25

机械损伤 mechanical damage

由施加外力引起的管子金属损伤或涂层损伤的类型。机械损伤包括凹陷、涂层剥离、金属损失、金属移动、冷作组合、高残余应力。

2. 26

金属损失 metal loss

所有管道表面金属缺失的现象，通常由于腐蚀、划伤、制造缺陷或机械损伤所致。

2. 27

无损检测 nondestructive test (NDT)

在不损伤材料的情况下，检验其内部和表面缺陷的方法，常见的有声发射检测、超声波检测、电磁检测等。

2. 28

操作应力 operating stress

正常操作条件下管子或结构件内的应力。

2. 29

管道企业 operator or operating company

负责管道设施设计、施工、检查、试验、运行和维护的个体、合伙人、法人团体、公共机构、所有者、代理人或其他实体。

2. 30

基于风险的完整性管理程序 performance-based integrity management program

利用风险管理原理和风险评价，确定事故预防、检测和减缓措施及时间表的完整性管理过程。

2. 31

管道 pipeline

气体在输送中经过的各种物理设施，包括：管子、阀门、管件、法兰（包括螺栓和垫片）、调压器、压力容器、压力缓冲器、泄压阀、管路附件、压缩机组、计量设施、调压站、限压站、泄压站和预制组件。本定义中包括把气体从生产设施输送到陆上位置的输气、集气管道和用管子组合或锻造的或用管子和管件组合的密闭管道类储气设备。

2. 32

管道设施 pipeline facility

新建和已建的管道、占地和任何设备、设施或建筑物，用于输送气体或输送期间处理气体。

2.33

管道完整性 pipeline integrity

管道始终处于安全可靠的服役状态。包括以下内涵：a) 管道在结构和功能上是完整的；b) 管道处于风险受控状态。

2.34

区间管段 pipeline section

两个相邻站间、站与截断阀间或两个相邻截断阀间连续的管道。

2.35

预测失效压力 predicted failure pressure

预测某一缺陷发生失效时的临界内压力，可用于确定管道是否需要立即响应、计划响应或实施监测。详细解释参阅图 5。当设计系数统一时，可采用 ASME B31G 或类似方法计算失效压力。

2.36

规定的完整性管理程序 prescriptive integrity management program

遵循固定的时间间隔开展检测、评价和采取风险减缓措施的完整性管理过程。

2.37

管体焊缝 seam weld

制管工艺形成的管子上的直缝或螺旋缝。

2.38

管段 segment

在某一特定地理位置具有独特性的一段管道或管道系统的一部分。

2.39

信号特征 signal feature

内检测系统检测到的任何物理对象。特征可以是异常、组件、附近的金属物、焊缝或者其他物体。

2.40

尺寸精度 sizing accuracy

报告异常尺寸或特性的精度。典型地，精度是按公差和可靠性表示。例如，金属损失深度的尺寸精度通常以公差为壁厚的 10%，可靠性 80% 表示。

2.41

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

针对某种管材，在技术条件中所规定的最小屈服强度。

2.42

应力腐蚀开裂 stress corrosion cracking (SCC)

与金属内部局部腐蚀环境和抗拉应力相互作用有关的一种对金属的环境侵蚀形式，它造成裂纹的形成和扩展。

2.43

应力水平 stress level

切向应力或环向应力水平，通常用规定的最小屈服强度的一个百分数表示。

2.44

第三方损坏 third-party damage

管道企业及其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、打孔盗油（气）、针对管道的恐怖袭击等。

2.45

升压 uprating

为提高现有管线或干线管道最大操作压力的活动。

2.46

褶皱弯管 wrinkle bend

造成弯管内径轮廓突变，可能由于现场外力引起，也可能是制造过程生产引起的。褶皱也可作为一种人为手段，如要缩短弯管纵向长度。

注意：本定义不适用于偶然出现小而光滑波纹的管道弯曲。

3 完整性管理原则

完整性管理原则是本标准的目和具体内容的基础。管道系统的完整性与管道系统安全运行不可分割，且完整性管理是持续发展的。

新建管道系统的规划、设计、选材和施工，应考虑完整性管理的功能要求。ASME B31.8 对这些工作提供了设计、选材和施工的指南，除管道安全法规外，还可采用其他的类似标准。

管道系统的完整性，要求所有操作人员执行全面、系统的过程程序，安全地操作和维护管道系统。有效的完整性管理程序应明确管道企业的组织机构、过程程序和管道系统。

完整性管理程序是持续发展和具有灵活性的。为满足各管道企业的自身条件，应制定有针对性的完整性管理程序。为适应管道工况、运行环境的变化，以及加入管道系统最新的数据和资料，应定期对完整性管理程序进行评价和修改，以保证管理程序能吸纳改进技术的相关优点，采用当时最先进的预防、检测和减缓措施。此外，在执行完整性管理程序时，应对活动的效果进行再评价和改进，以确保完整性管理程序及全部活动持续有效。

完整性管理框架的一个关键要素，是在进行风险评价时，对所有相关信息进行整合。管道企业了解管道系统重要风险的信息来自各个方面，其自身所处的位置最有利于收集和分析这类信息。通过对所有相关信息的分析，管道企业可确定何处事故风险最大，从而做出评估和降低这类风险的慎重决策。

风险评价是一个分析过程，采用这个分析过程，管道企业可确定可能影响管道完整性的不利事件或条件，并确定其发生的可能性以及管道事故后果的性质和严重程度。这种分析过程涉及对管道系统设计、施工、操作、维护、测试、检测和其他信息的整合。作为完整性管理程序的基础，随着应用对象的不同，风险评价的范围、复杂程度及采用的分析方法会有所不同。风险评价的最终目的，是要识别出对管道完整性影响最大的风险因素，以便管道企业能针对这种风险，制定有效的、分轻重缓急的预防/检测/减缓方案。

管道完整性的风险评价是一个连续的过程。管道企业应定期收集新的相关信息和系统运行经验，补充到下一次风险评价和风险分析中，完善后的风险评价和风险分析，可能要对系统完整性方案进行调整。

应对新技术进行评价和适当采用。管道企业应利用经过验证并实用的新技术。新技术可提高管道企业预防事故、识别风险或减缓风险的能力。

管道系统和完整性管理程序本身的效能测试，是管道完整性管理程序的组成部分。管道企业应在程序开始时确定有效的效能测试方法和指标，随后定期评价测试结果，以监测和评价管理程序的有效性。应定期以报告形式发布管道企业完整性管理程序的效果并进行评价，以便不断对程序进行改进。

应向有关股东通报完整性管理工作。管道企业应确保所有股东都有机会参与风险评价过程，确保有效地通报风险评价的结果。

4 完整性管理程序综述

4.1 概述

本章介绍完整性管理程序所需的要素。这些要素集中起来，成为综合、系统和全面的完整性管理程序的基础。完整性管理程序所需要素如图 1 所示。

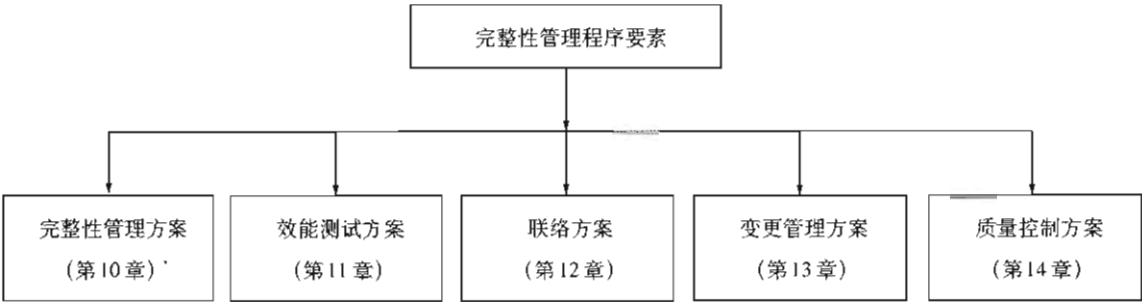


图 1 完整性管理程序要素

本标准要求管道企业应规定完整性管理程序如何论述这些关键要素。本标准采用公认的行业做法编制完整性管理程序。

图 2 所示的流程是编制和定期评价管道企业具体程序的通用做法。在编制具体程序时，管道企业应考虑其具体的完整性管理目标和对象，然后用本流程保证这些目标得以实现。本标准详细介绍了完整性管理的两种方法：规定的和基于风险的完整性管理方法。

规定的完整性管理方法要求的数据资料和分析最少，按照本标准和参照附录 A 提供的步骤即能完成。这种规定的方法，可预测最不利状况和确定完整性再评价的时间间隔。该方法减少了数据要求和分析范围。

基于风险的完整性管理方法，要求对管道有更多的了解，才能完成更多数据、更为广泛的风险评价和分析。基于风险的完整性管理程序在检测时间间隔、检测工具、减缓和预防方法方面，选择范围更大。基于风险的完整性管理方法的效果，应达到或优于规定的完整性管理方法的效果。管道企业在进行充分的完整性评价并为基于风险的程序提供数据前，不宜实施基于风险的完整性管理程序。基于风险的完整性管理方案中应包含下列内容：

- a) 对所用风险分析方法的描述。
- b) 各管段所有相关数据的记录及获取来源。
- c) 确定完整性评价时间间隔和减缓（维修和预防）方法的分析记录。
- d) 编制效果分析表，及时测试管道企业选用的基于风险的完整性管理方案的有效性。

本标准包括基于风险的完整性管理程序的制定和实施过程。

本标准指出了在编制完整性管理程序时灵活性的重要性，并提供了满足灵活性要求的选择方案。管道企业可针对其整个管道系统、单根管道、管段或单个危害，选择规定的或基于风险的完整性管理方法。图 1 所列的程序要素是所有完整性管理程序都需要的。

完整性管理是一种综合、循环的过程。尽管图 2 列出了各个步骤的图解顺序，但各步骤之间存在着大量的信息流动和相互作用。例如，风险评价方法的选择部分地取决于可获得的与完整性有关的数据和信息。进行风险评价时，为了更准确地评价可能存在的危害，也许需要更多的数据。因此，数据收集和 risk 评价阶段密切相关且可以多次交叉进行，直至管道企业认为评价符合要求为止。

第 4 章简述了完整性管理的各个步骤，并详细描述了构成本标准其余章节的各要素，具体的章节如图 1 和图 2 所示。

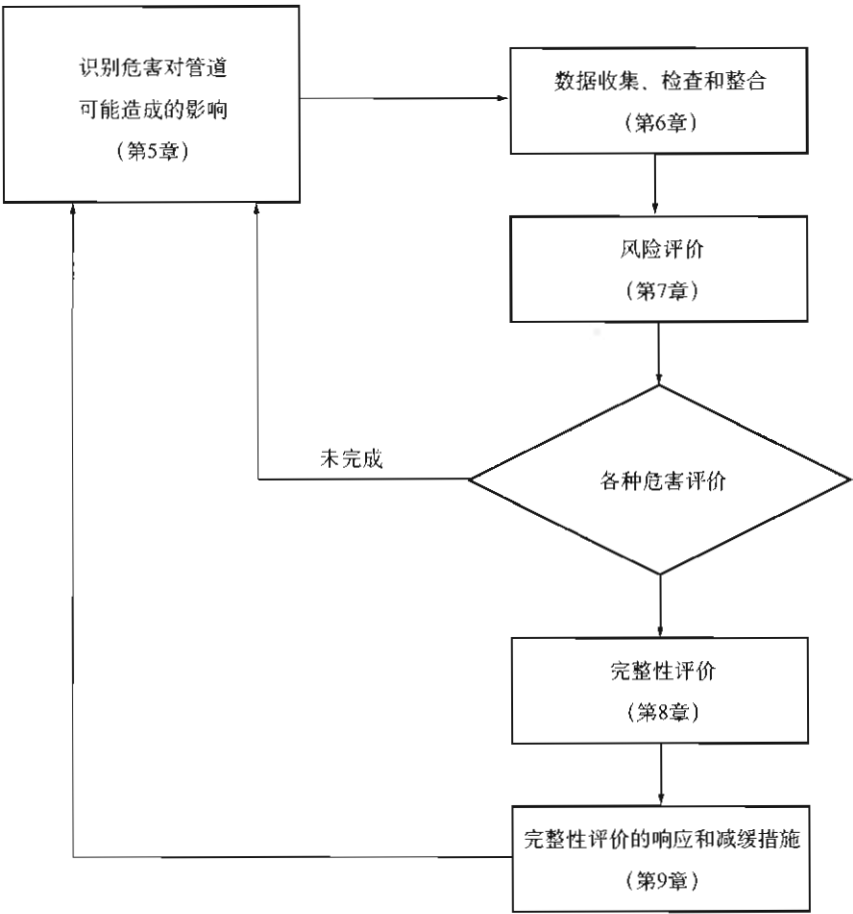


图 2 完整性管理方案流程图

4.2 完整性危害分类

完整性管理的第一步，是识别影响完整性的潜在危害，所有不利于管道完整性的危害都应考虑。国际管道研究委员会（PRCI）对输气管道事故数据进行了分析，并将其划分成 22 个根本原因。这些原因中每一个都代表影响管道完整性的一种危害，应对其进行管理。管道企业报告的原因中，有一种原因是“未知的”，即找不到根源的原因。对其余 21 种危害，已按其性质和发展特点，划分为 9 种相关失效类型，并进一步划分为 3 种缺陷类型。这 9 种类型对判定可能出现的危害很有用。应根据时间因素和失效模式分组，正确进行风险评价、完整性评价和采取减缓措施。

a) 与时间有关的因素：

- 1) 外腐蚀。
- 2) 内腐蚀/磨蚀。
- 3) 应力腐蚀开裂/氢致损伤。

b) 固有的因素：

- 1) 与制管有关的缺陷：
 - 管体焊缝缺陷；
 - 管体缺陷。
- 2) 与焊接/施工有关的因素：
 - 管道环焊缝缺陷，包括支管和 T 型接头焊缝；
 - 制造焊缝缺陷；
 - 褶皱弯管或屈曲；

- 螺纹磨损/管子破损/接头失效。
- 3) 设备因素：
 - O形垫片/圈失效；
 - 控制/泄压设备故障；
 - 密封/泵填料失效；
 - 其他。
- c) 与时间无关的因素：
 - 1) 第三方/机械损坏：
 - 甲方、乙方或第三方造成的损坏（瞬间/立即失效）；
 - 管子旧伤（如凹陷和/或划痕）（滞后性失效）；
 - 故意破坏。
 - 2) 误操作。
 - 3) 自然灾害和外力因素：
 - 低温；
 - 雷击；
 - 暴雨或洪水；
 - 土体移动。

还应考虑多种危害（即在一个管段上同时发生的一个以上的危害）的相互作用，例如，出现腐蚀的部位又受到第三方损坏。

管道企业在进行管道系统或管段的完整性管理时，应单独或按9种类型考虑每一种危害。管道企业可按附录A中所述规定的完整性管理方法，对9种类型进行危害分析。采用基于风险的完整性管理方法时，应考虑所有21种危害。

如果操作模式改变同时管段受到显著的交变压力、压差和压力波动速率变化，管道企业应考虑疲劳，并考虑其他失效机理的共同作用，例如腐蚀。管道企业可参阅GRI-04/0178。

4.3 完整性管理过程

4.3.1 识别危害对管道的潜在影响

本程序要素是识别对管道、特别是对关注区域管道的潜在危害。对每个管段，应单独或按9种类型考虑危害，见4.2。

4.3.2 数据收集、检查和整合

收集、检查和整合能反映该管段状况和潜在危害的必要数据和信息，是评价一个管道系统或管段潜在危害的第一步，这对了解管道状况、识别具体位置上影响管道完整性的危害以及事故对公众、环境和运行造成的后果是必要的。支持风险评价的数据类型，因所分析危害的不同而异。需收集与设计、采购、施工、投产、运行、维护以及每个系统和管段特有的具体事故和问题等相关信息。相关数据和信息还包括致使缺陷扩展（如阴极保护中的缺陷）、降低管材性能（如现场焊接）或可能造成新缺陷（如靠近管道的开挖作业）的情况或行为。

4.3.3 风险评价

在这一步，可用已收集的数据进行管道系统或管段的风险评价。通过对已收集的信息和数据的综合评价，能识别可能诱发管道失效的具体事件的位置和/或状况，了解事件发生的可能性和后果。风险评价结果应包括管道可能发生的最大风险的性质和位置。

在规定的完整性管理过程中，将所得数据与规定标准进行比较（参见附录 A）。进行风险评价，对管段的完整性评价进行排序。基于风险的方法要以详细风险评价为基础。根据所得数据和危害性质的不同，有多种方法可用于风险评价。管道企业应采用合适的方法，以满足管道系统的要求。管道企业应考虑有价值的信息，使风险与资源有效匹配，从而对需维护的管段进行风险优先级排序，以采取完整性管理中规定的相应维护措施。

4.3.4 完整性评价

在进行风险评价的基础上，可选择相应的完整性评价。完整性评价方法有管道内检测、试压、直接评价和 8.5 中所述的其他方法。根据已识别出的危害，选择相应的完整性评价方法。要确定某一管段的所有危害，可能需采用多种评价方法。

通过适当的评价和分析，基于风险的完整性评价程序能确定所选择的完整性评价方法和时间间隔。应分析所选择方法和时间间隔的合理性，将分析结果书面记录。

在考虑对其他存在的危害进行风险评价时，针对某种具体危害进行完整性评价得到的数据和信息，可能是有用的。例如，用漏磁检测器进行腐蚀检测时，可能会发现凹陷，应将这些数据与其他危害的分析数据（如第三方或施工造成损坏）相结合。

对检测发现的迹象应进行审查和评价，以确认缺陷是否实际存在。对这样的迹象，可采用适当的检测和评价方法进行检测和评价。对局部的内、外壁金属损失，可采用 ASME B31G 或类似分析方法进行评价。

4.3.5 对完整性评价的响应、减缓（维修和预防）措施和检测时间间隔的确定

在这一阶段，要根据检查结果制订响应计划。应对检测中发现的管道异常确定维修措施，并进行实施。应按照有效的标准和做法进行维修作业。

这一阶段也可采取预防行动。对第三方损坏的预防和低应力管道，与检测相比，宜采用减缓方案。例如，对某一具体系统或管段，管道企业若确认开挖是造成损坏的主要风险，则可结合检查活动选择相应的预防措施：加强与公众的联系、建立更有效的开挖通知制度或提高开挖作业人员的管道保护意识。

基于风险的完整性管理程序，在减缓措施的选择和实施的时间安排上，可能与规定的完整性管理程序的要求不同。这种情况，应书面记录风险分析得出的这些结论，使其成为完整性管理程序的一部分。

4.3.6 数据的更新、整合和检查

管道企业在进行初步的完整性评价后，完善和更新了有关管道系统或管段状况的信息。应将这些信息保存下来，并补充到数据库中，供以后的风险评价和完整性评价所用。此外，在管道系统继续运行过程中，应收集新的操作、维护和其他信息，补充和完善运行工况的历史数据库。

4.3.7 风险的再评价

风险评价应在规定的时间间隔内定期进行，当管道发生显著变化时，也应进行风险评价。管道企业应考虑当前的操作数据、管道系统设计和运行变化，分析上次风险评价后可能发生的外界变化对管道系统的影响，并采纳其他危害的风险评价数据。还应将完整性评价（如内检测）的结果，作为以后风险评价的因素予以考虑，以确保分析过程反映管道的最新状况。

4.4 完整性管理程序

4.4.1 完整性管理方案

完整性管理方案是实施图 2 过程后得到的结果，是执行每一步骤和进行支持性分析的文件。方案应包括预防、检测和减缓措施及实施的时间表。首先应对那些风险最大的管道系统或管段进行评价。方案还应考虑可确定多种危害的那些做法。例如，水压试验既可检测与时间有关的危害（如管道内、外腐蚀）确定管道的完整性，又可检测固有危害（如管体焊缝缺陷和有缺陷的制造焊缝）确定管道的完整性。

基于风险的完整性管理方案，其基本要素与规定的完整性管理方案的相同。但基于风险的方案，要求的信息更详细，要求在对管道充分了解基础上进行更详细的分析。本标准不要求具体的风险分析模式，只要求所采用风险分析模式的有效性。详细的风险分析能使管道企业对完整性更深入地了解，使其在实施基于风险的完整性管理方案时，在时间安排和方法使用上有更大的灵活性。

应定期更新方案，以反映新的信息和当前对完整性危害的认识程度。当识别到新的风险或已知的风险出现新情况时，应根据情况，实施额外的减缓措施。此外，更新的风险评价结果，也有助于以后完整性评价方案的制定。

4.4.2 效能测试方案

管道企业应收集管理方案实施后的信息，并定期评价完整性评价方法、管道维修活动和风险控制活动的有效性。管道企业还应对其管理体制和方法在完整性管理正确决策方面的有效性进行评价。

应对新技术在完整性管理程序中的使用情况进行评价，以便在该程序中进一步使用。

4.4.3 联络方案

管道企业为使公众了解其在完整性管理方面所做的工作，应制定并实施与员工、公众、应急人员、当地公务人员及管理部门进行有效联络的方案。该方案应向每个股东通报有关完整性管理方案的信息及所获得的结果。

4.4.4 变更管理方案

管道系统及其所处的环境不是静止不变的。在实施完整性管理方案前，应采用一种系统方法，确保对管道系统的设计、操作、维护和运行环境发生变更所带来的潜在风险进行评价。在变更发生后的适当时间，应将其纳入风险再评价，以保证风险评价方法的时效性和针对性。完整性管理方案减缓措施的效果，应及时反馈给系统的设计和运行。

4.4.5 质量控制方案

第 14 章介绍完整性管理程序评价中的质量控制方案，指出了该方案所需的文件及审核内容，包括对过程、检测、减缓措施和预防措施的审核。

5 后果

5.1 概述

风险是失效发生的可能性（概率）和后果的乘积。通过减少失效可能性和/或后果，就可降低风险。本章特别对风险计算公式的失效后果一项进行介绍。在对检测和减缓措施进行优先排序时，管道企业应考虑潜在失效后果。

当失效的潜在后果增加时, ASME B31.8 通过调整设计和安全系数、调整检测和维护频次, 对管道完整性的风险进行控制。这种调整是凭经验进行的, 没有进行失效后果的量化。

5.2 介绍如何确定受管道失效影响的区域 (潜在影响区域), 以评价这种事件的潜在后果。受影响区域与管道直径和压力有关。

5.2 潜在影响区域

5.2.1 天然气

对天然气管道, 影响半径可按公式 (1)、公式 (2) 和公式 (3) 计算:

$$r = 0.69d\sqrt{p} \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$r = 0.00315d\sqrt{p} \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$r = 0.09961d\sqrt{p} \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

d ——管道外径;

p ——管段最大允许操作压力 (MAOP);

r ——受影响区域的半径。

公式 (1) 中 d 的单位符号为 in, p 的单位符号为 psig, r 的单位符号为 ft。

公式 (2) 中 d 的单位符号为 mm, p 的单位符号为 kPa, r 的单位符号为 m。

公式 (3) 中 d 的单位符号为 mm, p 的单位符号为 MPa, r 的单位符号为 m。

公式 (1) 至公式 (3) 适用于甲烷和惰性组分含量不低于 93%、操作压力不大于 10MPa (1450psig)、温度不小于 0℃ (32°F) 的天然气管道。

示例 1:

一条直径为 30in 的管道, 最大允许操作压力为 1000psig, 其潜在影响半径大约为 660ft。

$$r = 0.69d\sqrt{p} = 0.69 \times 30\sqrt{1000} = 654.6 \approx 660(\text{ft})$$

示例 2:

一条直径为 762mm 的管道, 最大允许操作压力为 6900kPa, 其潜在影响区域半径大约为 200m。

$$r = 0.00315d\sqrt{p} = 0.00315 \times 762\sqrt{6900} = 199.4 \approx 200(\text{m})$$

示例 3:

一条直径为 762mm 的管道, 最大允许操作压力为 6.9MPa, 其潜在影响区域半径大约为 200m。

$$r = 0.09961d\sqrt{p} = 0.09961 \times 762\sqrt{6.9} = 199.4 \approx 200(\text{m})$$

公式 (1) 至公式 (3) 表明, 直径较小、压力较低比直径较大、压力较高的管道失效影响区域要小 (见 GRI-00/0189)。

公式 (1) 至公式 (3) 由公式 (4) 推导而来。

$$r = \sqrt{\frac{115920}{8} \cdot \mu \cdot \chi_s \cdot \lambda \cdot C_d \cdot H_c \cdot \frac{Q}{a_o} \cdot \frac{pd^2}{I_{th}}} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$a_o = \sqrt{\frac{\gamma R T}{m}}$$

$$Q = r \left(\frac{2}{r+1} \right)^{\frac{r+1}{2(r-1)}}$$

式中：

a_o ——气体声速，m/s (ft/s)；

C_d ——泄漏系数；

d ——管道直径，m (in)；

H_c ——热值（低值或净热值），kJ/kg (Btu/lbm)；

I_{th} ——热通量，kW/m² [Btu/(h·ft²)]；

m ——气体分子摩尔质量，g/mol [lbm/(lb·mol)]；

p ——管道压力，Pa (lbf/in²)；

Q ——流量系数；

R ——气体常数，J/(kmol·K) [(ft·lbf)/(lb·mol·°R)]；

r ——影响区域半径，m (ft)；

T ——气体温度，K (°R)；

γ ——气体的绝热指数；

λ ——泄漏衰减系数；

μ ——燃烧效率系数；

χ_s ——辐射率。

5.2.2 其他气体

虽然类似 5.2.1 的方法可用于其他比空气轻的易燃气体，但对实际气体组分或各种其他输送气体组分，应推导出 5.2.1 的天然气系数。根据气体的组分，该系数可大大高于或低于公式（1）至公式（3）的系数。

5.2.1 的方法不适用于非易燃气体、有毒气体、比空气重的易燃气体、比空气轻且在 10MPa (1450psig) 以上操作的易燃气体、减压时会产生相变的气体混合物或低温输送的气体，如北极条件下出现的低温。

对 5.2.1 所述范围之外的气体，应论证在确定潜在影响区域时所用方法和因素的适用性。

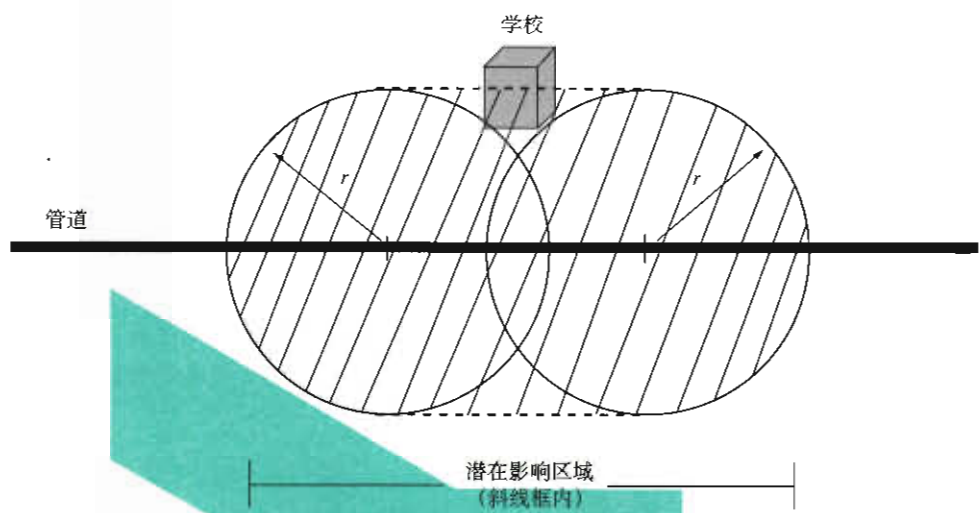
5.2.3 基于风险的程序—其他注意事项

在基于风险的程序中，管道企业可考虑采用其他的模型计算影响区域和考虑其他因素（如埋深），这可能减小影响范围。

5.2.4 潜在影响区域排序

管道企业应统计潜在影响区域内房屋数量和楼房内的单元住户数。潜在影响区域是从最初受影响范围的中心扩大到最后受影响范围的中心（如图 3 所示）。这种住户单元统计，有助于确定管段破裂带来的相应后果。

对受影响区域进行排序，是风险评价的重要要素。风险评价的另一个重要要素是确定失效发生的可能性。



注：本图是直径为 762mm (30in)、最大允许操作压力为 6900kPa (1000psig) 管道的研究结果。

图 3 潜在影响区域

5.3 需考虑的后果因素

评价影响区域内的失效后果，管道企业至少应考虑下列因素：

- a) 人口密度。
- b) 靠近管道的大致人数（包括考虑人工或自然的障碍物可提供的保护等级）。
- c) 活动范围受限制或制约的场所（如医院、学校、幼儿园、养老院、监狱和娱乐场所），特别是未加保护的外部区域内的大致人数。
- d) 财产损失。
- e) 环境破坏。
- f) 未燃气体泄漏的影响。
- g) 供气安全性（如中断供气造成的影响）。
- h) 公共设施和设备。
- i) 次级失效的可能性。

注：影响程度会因输送气体的重组分和气体压降程度的不同而发生变化。气体重组分含量越大，模拟失效特点中的缺陷和材料特性就越重要。

6 数据收集、检查和综合

6.1 概述

本章为管道企业提供了收集和有效利用风险评价所需数据的系统方法。对管道和设施的全面了解，是基于风险的完整性管理程序的基本内容之一。此外，有关管道的运行历史、管道周围的环境状况、采取的减缓方法和过程/程序评价方面的信息也是必不可少的。在实施完整性管理程序的决策过程中，数据是关键要素。如果管道企业没有足够的数据或数据质量达不到要求，则应遵循附录 A 所述规定的完整性管理过程。

管道企业的操作规程、运行维护方案、事故信息和其他文件，都应要求收集适用于完整性评价、风险评价的数据。要获取完整性管理程序所需的完整、准确的信息，应对数据项进行综合分析。

6.2 数据要求

6.2.1 概述

管道企业实施完整性管理程序，应制定数据收集的综合性计划，先收集风险评价所需的数据，再收集预防/减缓管道危害所需的其他数据，并进行优先序排列。

6.2.2 规定的完整性管理程序

对规定的完整性管理程序，评价各种危害应收集的数据见表 1。附录 A 提供了各种危害的数据清单。为进行风险评价，对每种危害都应列出所有规定的数据项。如果没有这些数据，应假设被评价的管段存在的具体危害。

6.2.3 基于风险的完整性管理程序

对基于风险的完整性管理程序，尚无适用于所有管道系统所需数据项的标准清单。但是，管道企业至少应收集规定的完整性程序要求的那些数据项（见表 1）。在某一给定管道系统内，各管道企业的数据量和具体数据项会互不相同。基于风险的完整性管理程序中所用的风险评价方法，要求的数据项会比附录 A 所列的更多。

表 1 规定的完整性管理程序的数据构成

类型	数据	类型	数据
特征	管道壁厚	运行	规定的最大、最小操作压力
	直径		泄漏/失效记录
	焊缝类型和焊缝系数		涂层状况
	制管商		阴极保护系统性能
	制造日期		管壁温度
	材料性能		管道检测报告
	设备性能		内/外壁腐蚀监测
施工	安装年份		压力波动
	弯制方法		调压阀/泄压阀性能
	连接方法、工艺和检测结果		占压、侵入
	埋深		维修
	穿越/套管		故意破坏
	试压		外力
	现场涂敷方法	检测	试压
	土壤、回填		管道内检测
	检测报告		几何变形检测
	阴极保护		开挖检测
	涂层类型		阴极保护检测（密间隔测试）
运行	气质		涂层状况检测（直流电位梯度）
	流量		审核和检查

初期，应重点收集评价受关注区域和其他特定高风险区所需的数据。管道企业要收集管道和设备进行风险评价和完整性评价所需的数据，并将这些数据与基础数据整合。完整性管理方案经过多年运行实施后，数据的数量和类型将不断扩大。

表 2 管道完整性管理程序的典型数据来源

工艺与仪表流程图	国家和行业标准/规范
管道走向图	操作和维护规程
施工检验原始记录	应急响应方案
管道影像图	检测记录
设施图/测绘图	试验报告/记录
竣工图	事故报告
材料认证	合格记录
测量报告/图纸	设计/工程报告
安全状况报告	技术评价报告
企业标准/规范	制造商设备数据

6.3 数据来源

完整性管理程序所需的数据，可从管道企业内部和外部（如整个行业数据中）获取。一般在设计和施工文件中以及近期运行、维护记录中，都有所需数据项的内容。

需调查保存这些记录的所有可能位置，记录获得的数据内容和形式（包括单位或参照系统），并确定数据是否严重不足。如果发现数据不足，可根据数据的重要性，制定和实施收集数据的方案。这可能需进行额外的检测和进行现场数据收集。

现有的管理信息系统数据库或地理信息系统数据库和任何以前的风险或危害评估结果，都是有用的数据源。该领域专家和其他参与风险评价和完整性管理程序的专家也会提供有益的意见。以前失效的案例分析结果，是一种有价值的数据库。在人员培训或资质认证中也需这些数据。

外部获取完整性管理程序的有用数据包括：政府部门提供的土壤资料、人口统计、水文资料等的报告和数据；相关研究单位提供的有用基础资料；相关工业企业和其他管道企业提供的数据库。

表 2 所列的数据源对完整性管理程序的制定是必要的。在制定和执行完整性管理程序过程中会获得一些补充数据。这可包括从完整性管理程序中获得的检测数据、试验数据和评价数据以及效能测试方面的研究数据。

6.4 数据收集、检查和分析

应制定数据收集、检查和分析方案，且该方案在数据收集工作的构思上应恰当。这些过程对确认数据的质量和一致性是必要的。在整个过程中都应保存记录数据，通过这些数据，可确定在风险评价过程中，如何利用和在哪些方面利用了哪些未经核实的数据，从而能考虑评估过程对评价结果的变化性和准确性的潜在影响。通常把这种数据称之为过渡性数据或数据信息。

应确定数据的精度和单位。综合数据时，保持单位一致很重要。宜尽量利用管道和设备的各种实际数据、避免使用假设值代替具体的数据。

需注意的是，旧的数据对所分析的危害是否适用。如与时间有关的危害（如腐蚀或应力腐蚀开裂）的相关数据，是在完整性管理程序制定前数年收集的，则可能不适用。固有的和与时间无关的危害，由于不存在时间上的相关性，所以较早的数据仍然适用。

在完整性管理程序中，如缺少分析某种危害所需的数据，则不能因此排除这种危害存在的可能性。可根据所需数据的重要性，进行额外的检测或进行现场数据收集。

6.5 数据整合

应综合所收集的单项数据，并根据其相互关系进行分析，以发挥完整性管理和风险评价的全部作用。有效完整性管理程序的主要作用在于能综合、利用从多种渠道获取的各种数据，增加某一管段不会遭受某种危害的置信度；还能改进整个风险的分析结果。

在完整性管理程序应用中，数据整合开始阶段的工作之一是要制定一个统一的参照系（和统一的计量单位），以便将从多种渠道获得的各种数据综合起来，并与管道位置准确关联。

表 1 按结构方式列出的数据项，用于判断关注区域或管段的某种具体危害。其中“特征和施工”数据项能够初步推断管道存在的危害。如有其他信息（如检测数据），通过进一步整合分析，可验证这种危害是否存在。该整合方法可分析减缓措施的必要性和有效性。

数据整合也可通过人工方式或图解方式进行。人工方式整合就是按大小把潜在影响区域范围叠加在管道影像图上，以确定潜在影响的范围。图解方式整合是把与风险有关的数据项输入管理信息系统数据库或地理信息系统，并以图形叠加方式标识出具体危害的位置。根据采用的数据精度，将图形用于局部或较大管段。在数据综合分析过程中，还可使用相应的数据综合软件。通过以下案例说明数据整合的有效性。

示例：

- a) 在评审管道内检测（ILI）数据时，管道企业怀疑位于耕种农田的管道上部有机械损坏。经了解该区域有农耕活动，管道埋深可能变浅，易受因耕种引起的机械损伤。
- b) 管道企业推测位于人口密集区的大口径管道可能存在腐蚀问题。但是密间隔测试（CIS）显示，在该区域内阴极保护覆盖效果良好。进行直流电位梯度（DCVG）涂层状况检测显示，焊接接头都加有补口，但效果差。CIS 检测结果未显示出潜在的完整性问题，但整合 DCVG 数据后可得出正确结论。

7 风险评价

7.1 概述

管道和相关的设施都应进行风险评价。对规定的和基于风险的完整性管理程序，都要求进行风险评价。

对规定的完整性管理程序，风险评价主要用于对完整性管理方案活动进行优先序排列。风险评价有助于组织数据和信息，从而做出决策。

对基于风险的完整性管理程序，风险评价有两个目的：一是组织数据和信息，帮助管道企业优先考虑和策划活动；二是确定采取何种检测、预防和/或减缓措施以及何时采取措施。

管道企业应分别按本章和附录 A 的相关要求，全面实施规定的和基于风险的完整性管理程序。

7.2 定义

风险是两个主要因素的乘积：即失效的可能性（或概率）与失效后果的乘积。描述风险的方法是：

对单个危害：

$$Risk_i = P_i C_i$$

对 1~9 类危害：

$$Risk = \sum_{i=1}^9 (P_i C_i)$$

管段总的风险：

$$Risk = P_1 C_1 + P_2 C_2 + \cdots + P_9 C_9$$

式中：

C ——失效后果；

P ——失效概率；

1~9——失效类别（见 4.2）。

采用的风险分析方法，应能确定管道系统的所有 9 种危害类型或 21 种危害中的任何一种。典型的的风险影响，例如事件对人员、财产、商业、环境的潜在影响，见第 5 章。

7.3 风险评价的目标

用于管道和设施时，风险评价的目标如下：

- a) 在组织安排完整性评价和制订减缓措施时，对管道/管段按重点排序。
- b) 评价减缓措施产生的效果。
- c) 对识别到的危害，确定最有效的减缓措施。
- d) 评价改变检测周期后的完整性效果。
- e) 评价其他检测方法的使用情况或必要性。
- f) 进行更有效的资源配置。

风险评价提出了评价各种事故类型的潜在影响和事件发生的概率的方法，有利于做出合理、一致的风险控制决策，为完整性管理程序提供支持。风险评价的结果可用来判定需进行完整性评价的位置，并提出减缓措施。对主要风险因素（可能性和后果）的分析，可避免只关注常见的或经常发生的问题，而忽视可能造成重大破坏的潜在事件。该方法还可避免只关注可能性较小的灾难性事件，而忽略很可能会发生的事件。

7.4 风险评价方法的建立

作为管道完整性管理程序的一个不可分割的组成部分，有效的风险评价过程应提出供决策时考虑的风险评价判断结论。只要正确执行，风险评价方法可成为非常实用的分析方法，通过各种输入信息，可进一步了解管道沿线或设施范围内风险的性质和位置。

在建立风险评价或识别或减缓已知风险时，不应完全依赖风险评价方法。风险评价方法的应用，应与经常检查输入数据、假定条件和风险评价结果的知识渊博、经验丰富的人员（该领域专家和熟悉设施的人员）相结合。这种根据经验的检查，应与风险评价过程未涉及的其他相关因素、假设条件的影响及由于数据缺失或估计数据引起的可能的风险差异相结合，以验证风险评价结果的有效性。这些过程及结果应书面记入完整性管理方案。

合并额外的数据及设施变更数据，是风险评价过程的一个组成部分。为保证不断更新，管道企业应将风险评价过程纳入现有的现场报告、工程设计和设施绘制过程及所需的其它过程。

7.5 风险评价方法

开展所关注管段的完整性评价，应对风险进行优先序排列。风险值是由反映失效总体可能性的数值和反映失效后果的数值组成的。风险分析可简单地以 1~3（代表高、中、低的失效概率和后果）的数值范围表示，也可能相当复杂，需更大的数值范围来体现管段间的风险差别。相对可能性与后果数值的乘积，可为管道企业提供管段的相对风险和在评价中的相对排序。

管道企业应采用以下一种或几种符合完整性管理程序目标的风险评价方法。对这些方法，按复杂性、先进性以及数据要求，从简到繁依次加以说明。这些风险评价方法是：专家评价法、指标体系法、场景模型评价法和概率评价法。

专家评价法。来自管道企业的专家或顾问，结合从技术文献中获取的信息，提出每种危害失效可能性和后果的相对数值。管道企业可采用专家评价法分析每个管段，提出相对的可能性和后果数值，计算相对风险。

指标体系法。这种评价以管道历史数据为基础，建立以指标体系为主的风险模型，重点关注曾影响管道运行的危害因素。该方法将风险评价结果排序。该模型按风险的危害性及后果进行指标权重分配，需提供足够的数据开展评价。与专家评价法相比，指标体系法较复杂，要求有更具体的管道系统数据。宜在完整性管理方案中对方法、模型和结果进行描述。

场景模型评价法。这种风险评价方法所建立的模型，能描述系列事件中的一个事件和事件的风险等级，且能说明这类事件的可能性和后果。该方法通常包括构建事件树、决策树和事故树。通过这样的构建确定风险值。

概率评价法。这种方法最为复杂，数据需求量最大。得出风险评价结论的方式，是与管道企业可接受的风险概率相对比，而不是采用比较基准进行比较。

管道企业应选用能满足完整性管理程序所需的完整性等级/风险分析方法。在管道企业的整个系统中，可采用一种以上的方法。在确定长期的策略前，应充分了解各种风险评价方法的优缺点。

上述所有的风险评价方法具有以下几个共同点：

- a) 能识别可能危害系统完整性的潜在事件或情况。
- b) 能评价失效可能性和后果。
- c) 能识别那些对风险有影响的具体危害并划分风险等级。
- d) 能确定完整性评价和/或减缓措施方案。
- e) 能建立数据的反馈循环机制。
- f) 能提供风险再评价的结构并不断更新。

一些风险评价方法考虑了损坏的可能性和后果，但未考虑失效是否因泄漏或破裂而发生。破裂会比泄漏造成更大的损坏。因此，当风险评价方法未考虑失效是由泄漏还是由破裂引起时，应假设是由最坏的破裂情况引起的。

7.6 风险分析

7.6.1 规定的完整性管理程序的风险分析

可采用规定的完整性管理程序制定的风险分析方法对管道完整性评价进行重点排序。管段的完整性一经确定，就要按照表 3 确定再检测的时间间隔。规定的完整性管理程序的风险分析使用的基本数据最少，它们不能用于加大再检测的时间间隔。

当管道企业采用规定的完整性管理程序的再检测时间间隔时，采用 7.5 所述较简单的风险评价方法较为合适。

7.6.2 基于风险的完整性管理程序的风险分析

基于风险的完整性管理程序，应采用 7.5 所述的任一种方法对最初的完整性评价进行优先序排列。

基于风险的完整性管理程序的风险分析，还可作为确定检测时间间隔的依据。这种风险分析要求的数据项，要比附录 A 中要求的数据更多，要求分析更详细。分析结果可用于评价减缓措施和预防措施及时间表。

对采用结构型风险分析方法经验不多的管道企业，初期的策略是，短期内可采用较为简单的方法，如经验法或具有相对选择性的风险模型。在积累更多数据和经验后，再逐步使用更复杂的分析方法。

表 3 完整性评价时间间隔——与时间有关危害（内腐蚀和外腐蚀）的规定完整性管理方案

检测技术	时间间隔 ^a 年	标准		
		操作应力>50%SMYS	30%SMYS<操作应力≤50%SMYS	操作应力≤30%SMYS
水压试验	5	TP~1.25 倍 MAOP ^b	TP~1.39 倍 MAOP ^b	TP~1.65 倍 MAOP ^b
	10	TP~1.39 倍 MAOP ^b	TP~1.65 倍 MAOP ^b	TP~2.20 倍 MAOP ^b
	15	不允许	TP~2.00 倍 MAOP ^b	TP~2.75 倍 MAOP ^b
	20	不允许	不允许	TP~3.33 倍 MAOP ^b
管道内检测	5	$P_t > 1.25$ 倍 MAOP ^c	$P_t > 1.39$ 倍 MAOP ^c	$P_t > 1.65$ 倍 MAOP ^c
	10	$P_t > 1.39$ 倍 MAOP ^c	$P_t > 1.65$ 倍 MAOP ^c	$P_t > 2.20$ 倍 MAOP ^c
	15	不允许	$P_t > 2.00$ 倍 MAOP ^c	$P_t > 2.75$ 倍 MAOP ^c
	20	不允许	不允许	$P_t > 3.33$ 倍 MAOP ^c
直接评价	5	检测所有立即响应和部分计划响应的迹象 ^d	检测所有立即响应和部分计划响应的迹象 ^d	检测所有立即响应和部分计划响应的迹象 ^d
	10	检测所有立即响应和计划响应的迹象 ^d	检测所有立即响应和一半以上计划响应的迹象 ^d	检测所有立即响应和部分计划响应的迹象 ^d
	15	不允许	检测所有立即响应和计划响应的迹象 ^d	检测所有立即响应和一半以上计划响应的迹象 ^d
	20	不允许	不允许	检测所有立即响应和计划响应的迹象 ^d

^a 时间间隔为最大值，根据采取的维修和预防工作情况可以缩短。另外，某些危害可能极具破坏性，因此检测的间隔时间可能会大大缩短。如发生与时间有关的失效时，要立即重新确定检测时间间隔。

^b TP 表示试验压力。

^c P_t 预测失效压力，按 ASME B31G 或类似标准确定。

^d 对直接评价过程，采用 NACE SP0502、NACE SP0206 或 NACE SP0204 对检测的迹象进行分类和优先序列。迹象是变化的，并可能彼此不同。例如，外腐蚀直接评价的迹象与内腐蚀直接评价的迹象可能不在同一位置。

7.7 有效风险评价方法的特点

根据 7.3 归纳出的目标，无论对规定的完整性管理程序，还是对基于风险完整性管理程序，许多共同特点对风险评价的总体效果都会有帮助，这些特点是：

- a) 属性。任何风险评价方法都应有明确的逻辑性和结构化，使风险分析全面、准确和具有目的性。一些风险分析方法要求结构更严谨和输入相当多的数据。基于经验的分析方法，其应用的严密性较差，要求专家提供更多的输入信息。他们应完全依靠已确立的结构形式，并考虑管道 9 种类型的危害及其后果。
- b) 资源。应配备足够的人员、安排足够的时间，以实施选择的方法和进行以后的研究。
- c) 运行/维护史。任何风险评价方法都应考虑历史事件发生的频率和后果，最好也应包括相关管道系统或类似管道系统的历史资料，在最初无足够数据可利用时，也可借鉴其他的行业数据。此外，风险评价方法应考虑以前用过的纠正或减缓风险措施。
- d) 预测能力。为了有效，风险评价方法应能识别未曾考虑到的影响管道完整性的危害。应能利用（或综合）从各种管道检测中获得的数据，对潜在问题区域的未曾识别出的危害进行风险评价。另一种有用的方法是不断地收集检测、检查和评价的结果，从而预测管道以后

的状况。

- e) 风险的置信度。对风险评价过程中使用的任何数据，都应验证和检查其准确性。用不准确的数据进行风险评价，评价结果的准确性很差。对错误或有问题数据，管道企业应弄清和说明采用了哪些缺省值以及为何采用此缺省值。管道企业选择的缺省值，应能保守地反映该管道或管道企业系统中类似管段的状况。这些保守值反映出的情况可能会加大该管道的风险值，因此建议采取措施收集准确的数据。获取准确的数据会消除不确定性，风险值因此降低。
- f) 反馈。有效风险分析最重要的步骤之一是反馈。不应把任何风险评价方法看成是静止不变的，而应是一个不断改进的过程。有效的反馈有利于不断完善风险模型。
- g) 书面记录。应书面记录风险评价过程，为所用的方法和规程及相关决策提供背景和技术支持。与风险评价方法类似，对文件应定期更新，以加入修改或风险评价方法变化的资料。
- h) “如果……怎样”的决定。一种有效的风险评价模型应具有进行“如果……怎样”计算所需的结构。这种结构能估算整个时间内发生变化所产生的影响和维护或补救措施降低风险的效果。
- i) 加权系数。相对风险评价过程中各种危害和后果，对风险评价影响的程度是不同的。因此，应有一组结构性的权重系数，在失效概率和后果两方面代表每个风险评价元素的权重值。可根据管道操作经验、专家意见或行业经验，确定权重系数。
- j) 结构。任何风险评价过程最基本的功能是对各种风险结果进行对比排序，以对完整性管理程序的决策过程提供帮助。风险评价过程应提供几种类型的数据评价和比较方法，以确定哪些危害或因素对评价结果影响最大。风险评价过程应结构化、存档并可查证。
- k) 分段。当管道沿线有几种管径的管段时，有效的风险评价方法，应能辨别要进行数据分析管段的管径。这种分析将有助于确定需及时予以关注的局部高风险区域的位置。为了对管道进行风险评价，可根据管道的特点、所在的环境和其他数据，将管道分段，分段的长度可从几米到几千米（几英尺到几英里）不等。

如某具体管段的危险因采取的减缓或其他措施发生变化，应更新风险模型。例如，假定识别出两个相邻 1.609km (1mile) 长管段有危险，在从一个管段的中点到另一管段内某一点进行换管的情况下，从风险降低角度考虑，此时该管道长度已从 2 个组成管段变成 4 个风险分析段，这叫做“动态分段”。

7.8 采用评价法进行风险预测

7.5 介绍了不同风险评价方法的详细情况和复杂性。以前没有实施过风险评价过程的管道企业，可能会发现最初的筛选法有用。筛选的结果可在短时间内得以实施，可把注意力集中到最重要的区域。筛选风险评价方法可不包括整个管道系统，仅包括有历史问题的区域或失效可能造成最严重后果的地方，如受关注区域。可将风险评价和数据收集的重点集中在最有可能但不需做过多详细分析的危害上。7.5 中所述的专家评价法或简单的指标体系法属于这种筛选风险评价法。由管道设计、运行和其他领域专家组成团队，该团队应熟悉管道可能存在的危害，并重点关注在完整性管理程序中潜在危害和降低风险的有效措施。

应将任何一种风险分析方法的应用，看作是连续过程的一个环节，而不是一个一次性事件。管道企业确定的、用于系统风险再评估的具体时间间隔，不得超过表 3 要求的最大时间间隔。对有迹象、计划进行检测或监控的管段，应在能保证系统完整性的时间间隔内进行评价。系统范围的再评价，至少应每年进行一次，根据数据变化的频率和重要性，可缩短该时间间隔。这种再评价，应包括风险评价过程中涉及的所有管道或管段，保证再评价中反映的是最新的检测结果和信息，保证任何风险比较的依据是一样的。

对所用的过程和风险评价方法应定期检查，以保证它们不断得出相关的、符合管道企业整个完整性管理程序目标的准确结果。随着有关管道系统特征和历史信息的更加完善和准确，应对风险评价方法进行调整和改进。这种调整应要求对完整性管理程序中涉及的管段进行再分析，确保做出相应的评价或对比。

7.9 风险评价数据的收集

在对风险评价结果进行分析时，管道企业可能会发现需对数据进行补充。为使评价结果更明了，并证实结果的合理性，可能需重复风险评价过程。

确定潜在危害时，实施选定的风险评价过程，对数据有最基本的要求。如果缺少重要数据，在评估缺失数据和使用估计值所带来的不确定性的影响后，可能需修改拟用模型。备选方案是使用相关的数据，对危害做出推断性评价。

7.10 规定的和基于风险的完整性管理程序的优先级排序

优先级排序的第一步通常是按整个风险的递减顺序，对每一具体管段的风险结果进行分类。同样也可根据降低事故后果和失效概率排序。在判断何处需进行完整性评价和/或采取减缓措施时，对风险级别最高的管段应给予较前的优先权。另外，管道企业还应评价那些会给特殊管段带来较高风险等级的风险因素。可用这些因素对需进行检测的地方（如需进行水压试验、管道内检测或直接评价的地方）进行选择、排序和做出计划安排。例如，某一管段可能因为单个危害因素而排在风险非常高的位置，但按综合危害又排到低得多的位置。及时确定单个危害最高的管段，可能比确定综合危害最高的管段更合适些。

为进行初步评价和筛选，风险结果可简单地按“高—中—低”或一个数值进行评价。当用作对比的管段具有相同的风险值时，应分别考虑失效概率和后果。这样，事故后果最严重的管段可能定为较高优先级。包括管道效率和系统输量要求在内的一些因素，也会影响优先序排列。

完整性管理方案还应规定从风险评价中排除具体危害。对规定的完整性管理程序，附录 A 规定了为进一步排除某种危害所需的基本数据和风险评价标准。采用更加综合分析方法的基于风险的完整性管理程序，为排除管段上的危害因素，应考虑以下情况：

- a) 无记录表明危害对该管段或管道系统有影响。
- b) 危害未得到相关行业统计数据或经验支持。
- c) 危害未被相关数据显示。
- d) 危害未得到相似/类似分析支持。
- e) 危害与系统或管段的操作条件无关。

更具体地说，c) 考虑的是在不能获得其他数据时，采用相关数据来提供存在危害的迹象。例如，对外腐蚀，如土壤类型/含水情况、阴极保护数据、密间隔测试数据、阴极保护电流需求和涂层状况等许多数据，都可采用，如有一项数据未收集到，则对该管段是否存在外腐蚀危害，其余的数据也是足够的。d) 考虑的是条件已知和相似的管段的评价，此项可用作评价缺乏数据的管道上是否存在危害的依据。e) 考虑的是某些管道系统或管段不易遭受某种危害的情况。例如，根据行业研究和经验，在低应力水平下操作的管道不易发生与应力腐蚀开裂（SCC）有关的失效。

确认数据项的不可利用性，并不是将某种危害从完整性管理程序中予以排除的理由。根据数据的重要性，可能需进行另外的检测或进行现场数据收集。此外，如未考虑其他危害干扰的可能性，则不能贸然排除存在某种危害。例如，岩石地区管道涂层损坏区域，强制电流可能无法抑制腐蚀，应考虑阴极保护屏蔽。

在考虑危害排除时，要注意区分与时间有关的危害。尽管在任意给定的管段、系统或设施中，可能还没发生这种情况，但在排除这种与时间有关的危害时，应有足够的理由。某些危害，如管道内腐

蚀和应力腐蚀开裂，不会立即明显地表现出来，随着运行时间的增加，会变成一种严重的危害。

7.11 完整性评价和减缓措施

该过程首先检查最大风险的性质。在确定最有效的完整性评价和/或减缓措施时，应考虑每个高风险管段的风险诱因。完整性评价和/或减缓措施确定后，需再次计算每个管段的风险，以确保直到下一次检查前，管段是完好的。

有必要考虑选择不同的完整性评价和减缓措施或几种方法相结合，以直接确定主要的危害。也可慎重考虑采用新技术的可能性，以便提供更有效或全面的减缓方案。

7.12 有效性验证

任何评价过程，最重要的步骤之一是风险分析结果的确认，以确保采用的方法已产生有用的结果，并与管道企业和行业经验相一致。如在维护或其他活动期间，发现风险评价过程描述不准确的区域，则需对该风险评价过程进行重新评价和修改。在完整性管理程序中，应确定并明文规定风险评价的有效性验证过程。

对高风险或低风险区域进行检测、检查和评价，确定所采用的方法是否正确反映了风险特征，可验证风险评价结果的有效性。也可通过分析类似管段的维护修复状况信息验证风险评价结果的准确性。

8 完整性评价

8.1 概述

根据风险评价所确定的优先序，管道企业应采用相应的方法进行完整性评价。可采用的完整性评价方法有管道内检测、试压、直接评价或 8.5 中所述的其他方法。完整性评价方法的选择，取决于该管段危害种类。要确定某管段的各种危害因素，可能需采用多种方法和/或工具。相反，对某些危害，管道企业采用任何一种完整性评价方法进行检测都不合适；而其他措施，如预防措施，可能会得到更好的完整性管理结果。

第 4 章列出了三种危害类型：与时间有关的、固有的和与时间无关的危害。利用本章介绍的任何一种完整性评价方法，可确定与时间有关的危害。通过试压，可确定固有的危害，如制造过程中产生的缺陷。通过对设备、部件或管子接头进行检测和评价，可确定施工阶段和设备的危害。本章的完整性评价方法不能确定与时间无关的危害，但可采取第 9 章介绍的预防措施予以避免。

采用特定的完整性评价方法可能会发现一些完整性评价中未曾涉及的危害迹象。例如，预防活动通常是避免第三方损坏危害最好的方法。管道内检测器可能显示出管道上半部有凹陷。要确定管道是否因第三方活动受损坏，检查凹陷可能是一种合适的方法。

要重点指出的是，本章讨论的某些完整性评价方法，只能显示一些缺陷的特征。在目测和各种无损检测后，需对这些检测结果进行评价，以确定缺陷的特征。管道企业可选择对整个管段进行直接检查和评价，而不进行检测。例如，管道企业可目视检查地面管道的外腐蚀危害。若该方法易于接近管道和评价外腐蚀，就不必进行管道内检测。

完整性评价术语的层次图如图 4 所示。

8.2 管道内检测

8.2.1 概述

管道内检测（ILI）是一种用于定位和初步描述管道信号特征（如金属损失或变形）的完整性评

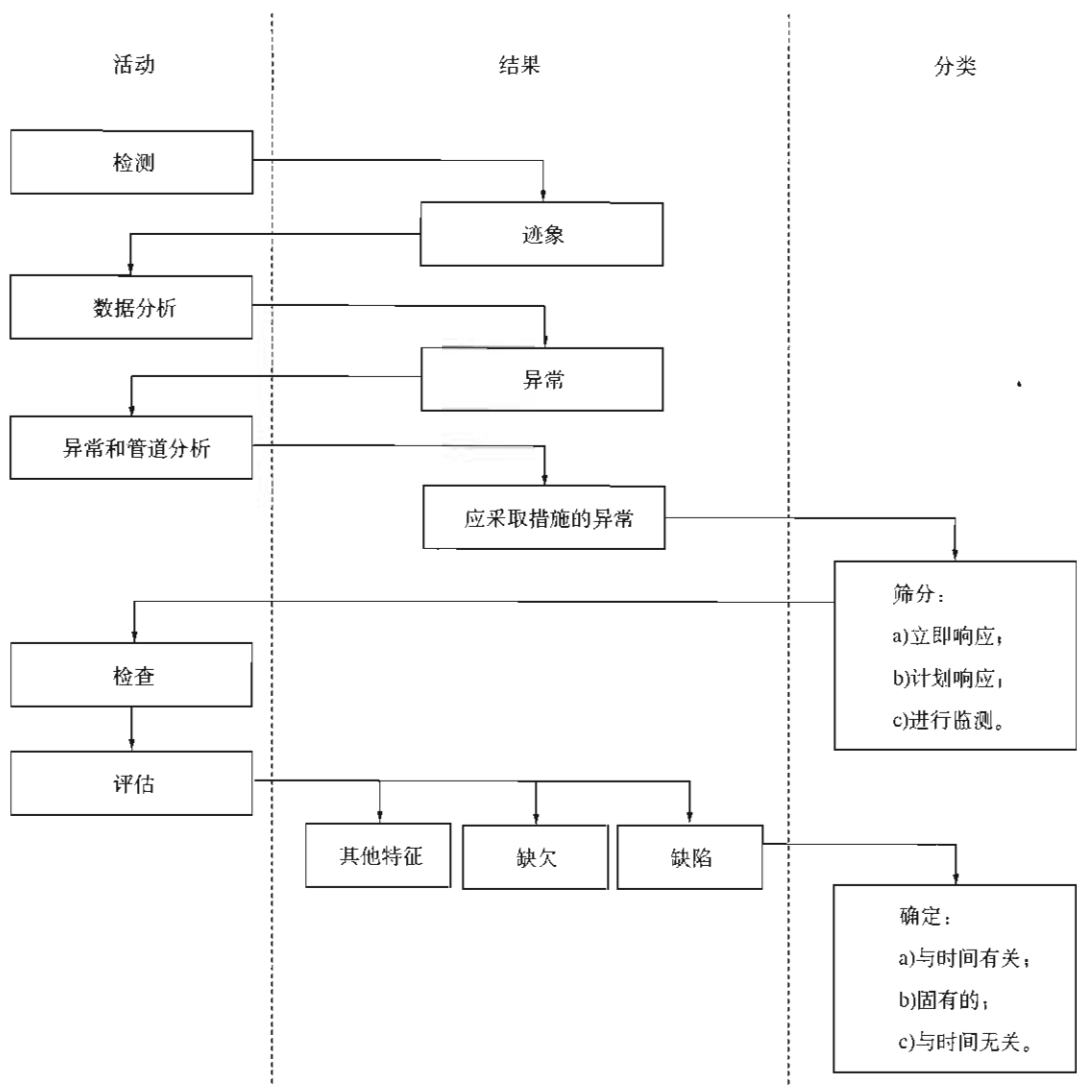


图 4 完整性评价术语层次图

价方法。内检测的有效性取决于所检测区间管段的状况和内检测器与检测要求的匹配性。API Std 1163 提供了管道内检测的指南。下面介绍针对具体危害的内检测器应用。

8.2.2 用于内、外腐蚀危害的金属损失检测器

对这类危害，可选用下列检测器进行检测，其检测效果受检测器本身技术的限制：

- a) 标准分辨率漏磁检测器。适合检测金属损失。缺陷的尺寸精度受传感器尺寸的限制。对疤、裂纹等特定的金相缺陷很敏感。除金属损失外，对大多数其他类型的缺陷，检测和量化都不可靠。对轴向直线金属损失缺陷的检测或量化也不可靠。速度过高，检测会降低尺寸精度。
- b) 高分辨率漏磁检测器。尺寸精度比标准分辨率漏磁检测器高。对几何形状简单的缺陷，尺寸精度最高。在点蚀或缺陷几何形状复杂的区域，尺寸精度会降低。除检测金属损失外，还可检测其他类型的缺陷，但尺寸精度会随缺陷几何形状及特征的变化而不同。一般对轴向缺陷的检测不可靠。速度过高，检测会降低尺寸精度。
- c) 超声纵波检测器。通常需用一种液体耦合剂。当反馈信号丢失，就无法检测和量化缺陷，这类缺陷出现在地形起伏较大、弯管处以及被夹层掩盖情况下。这类检测器对管道内壁堆积物或沉积物较为敏感。速度过高，检测会降低尺寸精度。
- d) 超声横波检测器。需用一种液体耦合剂或一个轮式耦合系统。尺寸精度受传感器数量和缺

陷复杂程度限制。管壁有夹杂物会降低缺陷尺寸精度。速度过高，检测会降低尺寸精度。

- e) 环向漏磁检测器。对轴向金属损失缺陷比标准分辨率和高分辨率的漏磁检测器更敏感。对其他类型的轴向的缺陷也比较敏感。对环向缺陷的敏感性比标准和高分辨率漏磁检测器要低。对大多数几何缺陷的尺寸精度要低于高分辨率漏磁检测器。速度过高，检测会降低尺寸精度。

8.2.3 用于应力腐蚀开裂危害的裂纹检测器

对这种危害，可选用下列检测器进行检测，其检测效果受到检测器本身设计技术的限制：

- a) 超声横波检测器。需用一种液体耦合剂或一个轮式耦合系统。尺寸精度受传感器数量和裂纹复杂程度限制。管壁有夹杂物会降低缺陷尺寸精度。速度过高检测会降低尺寸精度。
- b) 环向漏磁检测器。能检测一些除应力腐蚀开裂（SCC）以外的轴向裂纹，但不能精确量化。速度过高检测会降低尺寸精度。

8.2.4 用于第三方损坏和机械损坏危害引起的金属损失和变形的检测器

凹陷和金属损失只是这类危害的一种情况，内检测器能进行有效的检测和量化。

变形检测器最常用于检测与管道穿越段变形有关的缺陷，包括施工损伤、管道由岩石硌压造成的凹陷、第三方损坏以及管道由压载荷或管道不均匀沉降形成的褶皱或屈曲。

分辨率最低的变形检测器是测量清管器或单通道的测径器。对识别并定位管道穿越段的严重变形，该类检测器足以满足要求。标准测径器具有较高的分辨率，记录每个测径臂传回的数据，一般沿周向分布 10 或 12 个测径臂。可用这种类型的检测器，识别变形的严重程度和整体形状。根据标准测径器的检测结果，可识别出变形的清晰度或进行变形估算。高分辨率检测器可提供有关变形的详细信息。有些还能显示坡度或坡度变化，这对识别管道的弯曲或沉降很有用。对在管道内压作用下可能会回弹的第三方损坏，标准分辨率和高分辨率检测器都不容易检测。漏磁检测器在识别第三方损坏方面不理想，也不适用于变形的量化。

8.2.5 其他各种危害

对第 4 章中所述其他各种危害的检测，不宜采用管道内检测器。

8.2.6 内检测器应用注意事项

内检测器应用注意事项包括以下内容：

- a) 在选择内检测器时应考虑下列因素：
 - 1) 检测灵敏度。内检测器能检测到的最小缺陷尺寸应小于被检测缺陷的尺寸。
 - 2) 类别。能区分不同类型异常之间的差异。
 - 3) 尺寸精度。尺寸精度有助于优先序排列，这是完整性管理程序成功的关键。
 - 4) 定位精度。能通过开挖找到异常位置。
 - 5) 缺陷评价要求。内检测应为管道企业的缺陷评价程序提供足够的信息。
- b) 一般情况下，管道企业在回复内检测器供应商的征求意见表时，应提供要检测区间管段的所有重要参数和特性清单。应考虑的重要因素包括：
 - 1) 管道调查表。核对管道的特性参数：包括钢材等级、焊接类型、长度、直径、壁厚及高程等。另外，对节流装置、弯管、已知的椭圆度、阀门、挡条三通情况、接头等资料，可能需双方协商。
 - 2) 收发球装置。由于内检测器在长度、复杂程度、几何形状和可操纵性方面具有多样性，应复核清管器收发球装置的适用性。

- 3) 管道的清洁程度：管道的清洁程度对数据的收集有重要影响。
 - 4) 流体的类型：液体还是气体对方法的选择会有影响。
 - 5) 流量、压力和温度。气流的速度会影响内检测器的运行速度。如果运行速度超过正常范围，分辨率就会受到不利影响。总的检测时间由检测速度决定，但也受检测器的电池容量和数据存储能力的限制。高温会影响检测质量。
 - 6) 输送介质旁通/补充：气体流速高的管道中，可考虑降低气体流量和流速，降低检测器的运行速度。相反，在流量过低时，应考虑增加气体量。
- c) 管道企业应从以下几个方面，对内检测方法总的可靠性进行评价：
- 1) 内检测方法的置信度（如对异常特征的检出率、分类以及量化）。
 - 2) 内检测方法/检测器的历史。
 - 3) 检测成功/失败率。
 - 4) 检测器检查管段全长和全周向的能力。
 - 5) 检测不同原因引起的异常特征的能力。

总之，管道企业和内检测服务供应商的代表应分析检测的目的和目标，使内检测器的检测能力与已知的管道重要参数、预计的特征相匹配。内检测器的选择取决于区间管段的具体情况和检测的目标。管道企业应在完整性管理方案中列出选择和进行内检测的过程。

8.2.7 检查和评价

管道内检测结果只能显示缺陷的某些信号特征。要确定检查和评估的时间间隔，需对这些信息进行筛选。

检查包括多种直接检测的方法，如外观检查、无损检测和直接测量检测，在检测出异常的位置进行验证性开挖，以了解缺陷的情况。一旦确定了缺陷的特征，管道企业应对缺陷进行评价，以便制定合适的减缓措施。

8.3 试压

8.3.1 概述

试压是行业认可的一种管道完整性评价方法，包括强度试验和严密性试验。这种方法的选择应适合于要评价的危害。

ASME B31.8 对新建管线和在役管线的试压做了详细的规定，包括试验压力、试压持续时间、试压介质及不同试验介质的适用条件。

管道企业应根据风险评价结果及预计的异常类型，确定何时进行试压检测。

8.3.2 与时间有关的危害

试压适用于检查与时间有关的危害。与时间有关的危害包括外腐蚀、内腐蚀、应力腐蚀开裂及其他与环境有关的腐蚀。

8.3.3 制管及相关缺陷的危害

试压适用于检查制管焊缝危害。应按 ASME B31.8 的要求，确定采用空气或水作为试压介质。已知焊缝系数小于 1.0 的管子（如搭接焊管、锻焊管和对接焊管）或者由低频电阻焊管（ERW）组成的管道，均存在焊缝问题。

当提高钢管的最大允许操作压力（MAOP）或将管道操作压力提高到历史最大操作压力（例如本标准实施日前 5 年中记录的最大操作压力）以上，应进行试压，以检测是否存在焊缝问题。

试验压力应至少达到 1.25 倍最大允许操作压力。

8.3.4 其他各种危害

对第 4 章中所列的其他各种危害，不宜采用试压方法进行完整性评价。

8.3.5 检查和评价

对试压引起的管子失效，应进行检查，以评估管子失效是否是由拟通过试验确定的危害造成的。如果失效是由另一种危害造成的，则应把试验失效的数据和与该危害有关的其他数据进行整合，再对该管段进行风险评价。

8.4 直接评价

8.4.1 概述

直接评价是一种采用流程化过程的完整性评价方法，管道企业可把管道系统或管段的物理特性、操作历史与管道的检测、检查和评估结果结合起来，确定管道的完整性。

8.4.2 外腐蚀危害的直接评价方法（ECDA）

外腐蚀直接评价法可用于评价管段外腐蚀危害的完整性。管道企业可按照 NACE SP0502 的要求进行外腐蚀直接评价。直接评价法将设施数据、当前和历史现场检查 and 试验结果与管道的物理特性相结合。采用（通常在地上或间接进行的）非开挖检测技术评价腐蚀保护的成功性。外腐蚀直接评价法需进行直接检测和评价，以确认间接检测中确定的管道活性腐蚀和曾经腐蚀的位置。进行后评价，以确定腐蚀速率，从而设定再检查的时间间隔、重新评价效能指标及其当前的适用性、确保前几个阶段所做假设仍然正确。

ECDA 分以下 4 个步骤：

- a) 预评价。
- b) 间接检测。
- c) 直接检测和评价。
- d) 后评价。

本标准所述的 ECDA 的重点是要识别外腐蚀缺陷可能已形成的区域。在 ECDA 过程中，可检测出机械损坏和应力腐蚀开裂等其他危害。在进行 ECDA 且管子外露时，建议管道企业对非外腐蚀危害也进行检测。

规定的 ECDA 过程要求采用至少两种间接检测方法，通过直接检测和评价确认检查结果，并进行后评价验证。

外腐蚀直接评价法（ECDA）作为一种完整性评价方法，更多信息参考 B.1 和 NACE SP0502。

8.4.3 内腐蚀危害的直接评价法（ICDA）

内腐蚀直接评价法可用于评价长期输送干气，但可能短期接触湿气或游离水（或其他电解液）的管段内腐蚀危害的完整性。对管道沿线低点或倾斜段等电解液（如水）最容易聚积的地方进行检查，可掌握管道其余部分的情况。如果低点位置没有腐蚀，那么下游其他部分聚积游离水的可能性很小，可认为没有腐蚀，无需进行检查。

内腐蚀最有可能出现在最易积水处。预测积水位置（是否出现腐蚀），可作为进行局部检查优先级排序的方法。需有管内多相流特征方面的知识和相关数据。ICDA 方法适用于管道任意两个进气点之间的管段，除非气体有新的输入或输出改变了游离水进入管道的可能性或流动特性。

对可能聚积游离水的部位要进行检查。可用射线照相或超声波无损检测技术，测量该处管道的剩

余壁厚。某部分管道一旦外露，可采用内腐蚀监测方法（如挂片、探针、超声波传感器）进行检测，该方法可使管道企业延长再检测的时间间隔，并对最易发生内腐蚀的部位进行实时监控。最有效的方法是对部分管段进行管道内检测，并用检测结果对不能进行内检测的下游管段的内腐蚀情况进行评价。如确定最易受到腐蚀的部位没有缺陷，则可确定大部分管道的完整性。

内腐蚀直接评价法（ICDA）作为一种完整性评价方法，更多信息参考中 B.2 和 NACE SP0206。

8.4.4 应力腐蚀开裂危害的应力腐蚀开裂直接评价法（SCCDA）

应力腐蚀开裂直接评价法可评价应力腐蚀开裂风险。SCCDA 预评价过程将设施数据、现在和过去的现场检测和试验结果与管道的物理特性整合。采用非侵入式（通常为地面、地上和/或间接）观测和检测来评估腐蚀保护的缺失情况。SCCDA 过程需直接检查和评价。直接检查和评价可间接检测确定管道 SCC 迹象位置的能力。进行后评价，以便确定再检测的时间间隔、重新评价性能指标及其当前的适用性，以及确认前面步骤中所做假设的有效性仍然正确。

本标准中介绍的 SCCDA 方法的重点是确定管道可能存在 SCC 的部位。一般认为：SCCDA 过程可检测外腐蚀、内腐蚀和机械损伤之类其他危害的迹象。在进行 SCCDA 过程中和管道外露时，建议管道企业对非 SCC 的危害进行检查。

应力腐蚀开裂直接评价法（SCCDA）作为一种完整性评价方法，更多信息参考 NACE SP0204。

8.4.5 其他各种危害

对第 4 章中所列的其他各种危害，不宜采用直接评价法进行完整性评价。

8.5 其他完整性评价方法

在管道完整性管理中，也可使用其他经过验证的完整性评价方法。本标准允许管道企业采用这些检测方法作为上述方法的备选方案。

对规定的完整性管理程序，选用的完整性评价方法应是行业公认的方法，并经行业标准组织确认和发布。

对基于风险的完整性管理程序，除采用标准化组织发布的方法外，还可采用其他的方法，管道企业应遵循本标准的技术要求，对所用方法的有效性进行确认并记录归档，以确保达到较高的完整性水平。

9 对完整性评价的响应和维修、预防措施

9.1 概述

本章内容包括：对检测发现的迹象的响应计划，消除或减缓不安全状况的维修方法，减缓或消除管道完整性危害的预防措施及检测时间间隔。确定检测的时间间隔主要取决于：缺陷迹象的特征、减缓措施的效果、采用的预防措施、数据的有效性及预计缺陷的扩展情况。

完整性管理程序应针对每一管段制定适当的检查、评价和减缓措施计划，以降低风险。同时应对已有的和采取的新减缓措施进行分析，以评价其有效性，并确定以后是否继续使用。

表 4 简要列出了一些预防和维修措施及其对各种危害的适用性。

9.2 对管道内检测结果的响应

9.2.1 概述

管道企业应按照由风险评价结果和管道内检测信号特征严重程度确定的计划表完成响应活动。响应活动计划表时间起点应从发现信号特征时开始。

表 4 适宜的危害预防措施和维修方法

预防、检测和维修方法	第三方损坏		与腐蚀有关		设备			误操作	自然灾害			制造		施工			外力	环境
	TPD (IF)	PDP Vand	Ext	Int	Gask/Strip/Oring	BP	Cont/Rel	Seal/Pack	IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Coup WB/B Weld	EM	SCC
预防/检测	空中巡线	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	徒步巡线	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	目测/机械检测	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	应急呼叫系统	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	合规性审核	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	设计规范	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	材料规格书	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	厂商检查	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	运输检查	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	施工检查	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	投产前试压	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	公共教育	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	操作维护规程	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	操作工培训	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	增加标识密度	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	应力监测	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	外部防护	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	通行带维护	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	增加壁厚	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	埋设警示带	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×

表 4 (续)

预防、检测 和维修方法	第三方损坏		与腐蚀 有关		设备		误操 作	自然灾害			制造	施工		外力	环境	
	TPD (IF)	PDP Vand	Ext	Int	Gask/Strip/ Oring BP	Cont/ Rel		IO	CW	L		HR/F	Pipe Seam			Gweld
预防/ 检测	CP 监测/维护	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	×
	清管	...	...	×	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	泄漏控制措施	...	×	×	×	×	×	...	...	...	×	...	×	...	...	...
	清管器 GPS/应变检测	...	...	...	...	...	...	...	×	...	...	...	...	...	×	...
	降低外应力	...	...	...	...	...	×	...	...	...	...	...	×	...	×	...
	安装伴热装置	...	...	...	...	...	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...
	改线	×	...	...	...	...	...	...	×	...	...	...	...	×	...	...
	修复措施	...	×	×	×	...	...	...	...	...	...	...	×	×	×	...
	涂层修补	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	增加埋深	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	×	...	...
	降低操作温度	...	...	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	×
	降低介质含水率	...	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	注入杀菌/缓蚀剂	...	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	安装保温层	...	...	...	...	...	...	...	×	...	...	...	...	...	...	...
维修	降压	...	×	×	×	×	...	...	...	...	×	×	×	...	×	×
	换管	×	×	×	×	×	×	...	×	×	×	×	×	×	×	×
	ECA, 重新涂层	...	...	×	×	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	打磨维修, ECA	...	×	...	...	...	...	...	...	×	×	×	×	...	×	×
	直接堆焊	...	C	C	C	...	...	...	...	...	C	C	C	...	...	...
	B 型套筒	...	×	×	×	...	...	...	...	...	×	×	×	×	...	×

表 4 (续)

预防、检测和 维修方法	第三方损坏	与腐蚀 有关	设备	误操 作	自然灾害		制造		施工		外力	环境
	TPD (IF)	Ext Int	Gask/Strip/Cont/ Oring BP Rel Pack	IO	CW L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Coup WB/B Weld		
维修	A 型套筒	... X X	...	...	...	...	X	X	X	A/D	...	X
	复合材料套筒	... D	...	...	...	...	X	X	X	A	...	...
	环氧充填套筒	... X X	...	...	...	...	X	X	X	A	X	...
	环形充填套筒		...	...	...	...	...	...	...	B	...	...
	堵漏夹具		...	...	...	...	...	...	...	A	...	...

注 1:
X——适宜的;
...——不适宜的;
A——可用于维修直管,但不可用于维修变管或 T 型接头;
B——可用于维修支管或 T 型接头,但不可用于维修直管;
C——材料、焊接工艺和焊道顺序需合理设计和正确应用,以确保避免开裂。应特别注意确保在带压管道上施焊焊工的安全。参阅 IPC 2002-27131, IPC 2006-10299 和 IPC 2008-64353;
D——这种维修不是要恢复管道轴向强度,仅用于修复所有应力集中凸起已磨平、用非压缩填料填充的受损管道。环焊缝过渡区、管件和壁厚大的管子需特别注意,以确保有效地恢复环向承压能力。

注 2:表 4 中的缩略语对应于第 4 章中的 21 种危害。缩略语的含义如下:
Cont/Rel——控制/泄压设备故障;
Coup——接头失效;
CW——低温;
EM——土体移动;
Ext——外腐蚀;
Fab Weld——制造焊缝缺陷,包括支管和 T 型接头焊缝;
Gask/Oring——O 形垫片/圈;
Gweld——管道环焊缝缺陷(环形的);
HR/F——暴雨或洪水;
Int——内腐蚀;
IO——误操作;
L——雷击;
PDP——管子旧伤(滞后性失效,如凹陷/划痕)。参见 ASME B31.8 的 851.4.2 和附录 R-2;
Pipe——管体缺陷;
Pipe Seam——管体焊缝缺陷;
SOC——应力腐蚀开裂;
Seal/Pack——密封/泵填料失效;
Strip/Bp——螺旋磨损/管子破损;
TPD (IF)——甲方、乙方或第三方造成的管道损坏(瞬间/立即失效);
Vand——故意破坏;
WB/B——褶皱弯管或屈曲。

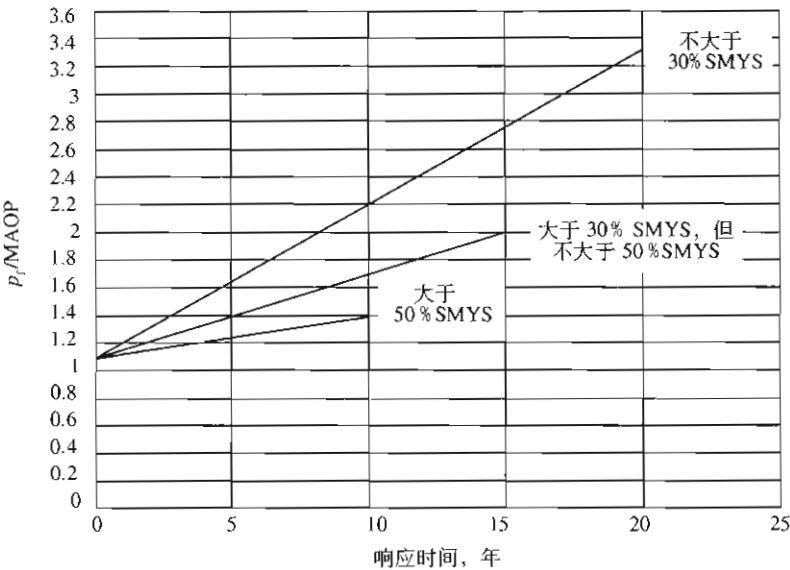
制定计划表时，可将响应活动分为 3 类：

- a) 立即响应——信号特征表明缺陷处于失效临界点；
- b) 计划响应——信号特征表明缺陷很严重，但还未达到失效临界点；
- c) 进行监测——信号特征表明在下次检测前，缺陷不会失效。

根据内检测结果显示的信号特征，管道企业应迅速检查立即响应类信号特征的检测结果。对其他信号特征的检测结果，应在 6 个月内进行检查，并制订相应的响应计划。响应计划（检查和评价）应包括对策措施和响应时间。对计划响应或进行监测的信号特征，管道企业只要在规定时间内进行再次检测，就不需要检查和评价非响应信号的特征。

9.2.2 对内、外腐蚀金属损失的响应

已知或已检测到、对管道强度有影响的、可能立即或近期内会导致管道泄漏或破裂的信号特征，需立即响应。这类信号特征包括根据 ASME B31G 或相应标准确定的、预测失效压力小于 1.1 倍最大允许操作压力的腐蚀区，还包括对带缺陷的直流/低频电阻焊的轴向焊缝有影响的所有金属损失。情况一旦确定，管道企业应在 5d 内对这些信号特征采取响应措施：立即进行检查或降低运行压力，以增加安全裕度。管道企业如果不能在规定的 5d 内完成检查，应暂时降低运行压力，直至完成信号特征的检查。应根据响应时间采用图 5 确定需要降低的运行压力。除非降低运行压力，在检查和评估后，对需维修或消除的任何缺陷，应立即维修或消除。



注： P_f 预测失效压力，采用经过验证的工程方法来评价腐蚀管道的剩余强度。采用失效压力比将缺陷分为立即响应、计划响应或进行监测三类。

图 5 规定的完整性管理方案中与时间有关危害的响应时间

对计划响应的信号特征，只要在按计划进行响应前，不会发展到临界尺寸，管道可以继续运行，而无需立即做出响应。对预测失效压力大于 1.10 倍最大允许操作压力的信号特征，应按图 5 规定的时间进行检查和评价。所有需维修或消除的缺陷，应通过维修或消除立即修复，否则应降低运行压力。

进行监测的信号特征严重程度最小，只要在下次计划评价前，不会增长到临界尺寸，则在按完整性管理方案进行下一次完整性评价前，不需进行检查和评价。

9.2.3 对应力腐蚀开裂的响应

管道企业在采用内检测对应力腐蚀开裂的信号特征进行检测和量化时，应制订合适的评价、响应

和维修计划，并书面记录。

如未制定评价、响应和维修方案，管道企业可选择将所有应力腐蚀开裂的信号特征作为需立即响应来处理，包括在确定这种情况后的 5d 内检查或降低压力。

检查和评价后，对发现需维修或消除的任何缺陷都应通过维修、消除立即修复或降低运行压力，直到完成了消除或维修。

9.2.4 对第三方损坏和机械损伤引起的金属损失和变形的响应

对已知或已检测到对管道强度有影响、可能会立即或近期导致管道泄漏或破裂的信号特征，需立即响应。这类信号特征包括带划痕的凹陷。一旦确定这种情况，管道企业应在 5d 内对这类信号特征进行检查。

需按计划响应的信号特征，应包括在不低于 30%SMYS 条件下运行的管道的下述任何信号特征：超过公称管径 6% 的扁平凹陷、凹陷中存在划痕的机械损伤、带裂纹凹陷、深度超过公称管径 2% 且影响韧性环焊缝或纵焊缝的凹陷以及影响非韧性焊缝的所有凹陷。管道企业应在确定这种情况后的 1 年内，尽快对这些信号特征进行检查。除非降低运行压力，否则应在检查和评价后，对需维修或消除的任何缺陷，进行维修或消除。

9.2.5 规定的完整性管理程序对响应时间的限制

评估与时间有关的内腐蚀、外腐蚀或应力腐蚀开裂的缺陷特征，可采用合理的假设条件对其增长速率进行预测，以确保在计划维修或下次检测前，这种缺陷不会发展到临界尺寸。

管道企业在确定维修的时间间隔时，应考虑某些特殊运行工况管道的危害，可能需缩短检测和评价的时间间隔。某些管道上的压力波动或外部载荷会加快第三方损坏或机械损伤缺陷的增长速度。规定的完整性管理程序中检测技术和检测时间间隔可能存在一定的局限性，应根据管道系统的具体情况慎重使用。

如果分析表明与计划维修的时间相比，发生失效的时间非常短，在进行永久性维修前，管道企业应采取临时措施，如降低压力。在考虑计划维修的时间间隔和方法时，管道企业应考虑可能导致延期的因素，如到达维修地点、环保许可问题和供气要求等。

9.2.6 延长基于风险的完整性管理程序的响应时间

可对某些缺陷进行工程临界评价（ECA），以延长基于风险的完整性管理程序的维修或再检测的时间间隔。ECA 是对数据的严格评价，可再次评价异常的临界状态，调整基于现场具体参数设定的增长速度。

管道企业的完整性管理程序应包括具体缺陷类型分类情况、ECA 方法的介绍。

9.3 对试压的响应

9.3.1 概述

对试压中失效的所有缺陷，应立即进行维修或换管。

9.3.2 内、外腐蚀危害

对内、外腐蚀危害，试压的时间间隔应与表 3 一致。

9.3.3 应力腐蚀开裂危害

对应力腐蚀开裂，试压的时间间隔应满足下列要求：

- a) 如未曾发生 SCC 导致的失效, 管道企业应选择以下任一种方法作为 SCC 的长期减缓措施:
 - 1) 编制书面的、时间间隔技术上合理的再试压程序;
 - 2) 评价风险, 确定进一步减缓措施的工程临界评价。
- b) 如曾经发生 SCC 导致的失效, 管道企业应:
 - 1) 对相关管段实施书面的再试压程序;
 - 2) 在书面的再试压程序中, 进行再试压时间间隔的技术验证。

9.3.4 制造缺陷有关的危害

除非管道最大允许操作压力已经或拟增加至历史运行压力(在本标准实施日前 5 年内所记录的最大压力)之上, 对制造缺陷有关的危害, 无需进行试压。

9.4 对直接评价检测的响应

9.4.1 外腐蚀直接评价 (ECDA)

对在大于 30%SMYS 条件下运行的管道, 其规定的 ECDA 完整性管理程序中, 如果管道企业要对检测发现的所有迹象进行检查和评价, 并对 10 年内可能会发展导致失效的所有缺陷进行维修, 则再检测的间隔应为 10 年。如果管道企业决定对部分迹象进行检查、评价和维修, 则再检测的时间间隔为 5 年, 但要进行分析, 确保其他所有缺陷在 10 年内不会发展导致失效。确定和检查之间的时间间隔, 应与图 5 中要求的一致。

对在不大于 30%SMYS 条件下运行的管道, 其规定的 ECDA 完整性管理程序中, 如果管道企业要对检测发现的所有迹象进行检查和评价, 并对 20 年内可能会发展成失效的所有缺陷进行维修, 则再检测的间隔应为 20 年。如果管道企业只选择对部分迹象进行检查、评价和维修, 则再检测的时间间隔为 10 年, 但要进行分析, 确保其他所有缺陷在 20 年内不会发展成失效(置信度为 80%)。确定和检查之间的时间间隔, 应与图 5 中要求的一致。

9.4.2 内腐蚀直接评价 (ICDA)

规定的 ICDA 完整性管理程序, 应在选定检查点后 1 年内对所有点进行检查和评价。以后进行检查的时间间隔, 应与图 5 中要求的一致。

9.4.3 应力腐蚀开裂直接评价 (SCCDA)

规定的 SCCDA 完整性管理程序, 应在选定检查点后 1 年内对所有点进行检查和评价。如果管道系统不存在严重的或大面积的裂纹, 无需进行管道内检测或试压。后续检查的时间间隔应与图 5 和 A.3 中完整性评价时间间隔保持一致的安全间隔。图 5 和 A.3 适用于规定的完整性管理程序。对基于风险的完整性管理程序, 时间间隔可按 9.2.6 的规定延长。

9.5 计划响应的时间表

图 5 给出了基于预测失效压力与管道的最大允许操作压力之比确定的对迹象的允许响应时间。图 5 中 3 条曲线分别对应于:

- a) 在大于 50%SMYS 条件下运行的管道。
- b) 在大于 30%SMYS, 但不大于 50%SMYS 条件下运行的管道。
- c) 在不大于 30%SMYS 条件下运行的管道。

图 5 适用于规定的完整性管理程序, 对基于风险的完整性管理程序, 其周期可按 9.2.6 的规定延长。

9.6 维修方法

表 4 针对 21 种危害列出了适宜的维修方法。

每个管道企业的完整性管理程序都应包括书面记录的维修规程。所有维修材料和过程都应适合于管道的操作条件，并满足 ASME B31.8 的要求。

9.7 预防策略/方法

预防是完整性管理程序的一项重要、积极的措施。完整性管理程序的预防策略是基于第 4 章至第 7 章的要求进行的数据收集、危害识别和风险评价。已实施的有效预防措施应在管道完整性管理程序中继续使用。为保证预防方法的有效性，应根据危害的类型是与时间有关的、固有的或与时间无关的制定预防策略（包括检测周期）。

对选用规定的完整性管理程序的管道企业，可参考附录 A 中的“减缓”部分中所列的预防方法。

对选用基于风险的完整性管理程序的管道企业，应根据管道系统属性、管道目前工况信息和行业认同的风险评价方法进行分析，以确定对每个管段危害所采取的预防方法和检测周期。

9.8 预防措施的选择

管道企业的完整性管理程序，应包括为防止泄漏和最大限度地减小意外泄漏后果的适用措施。预防措施不一定需要通过额外的检测数据来验证。在管道正常运行、风险评价和检测方案实施过程中或维修期间，就可制定预防措施。

本章所述的有针对性的预防措施包括以下内容：

- a) 预防第三方损坏。
- b) 控制腐蚀。
- c) 探测意外泄漏。
- d) 最大限度地减轻意外泄漏的后果。
- e) 降低操作压力。

管道企业还可考虑其他的预防措施。表 4 针对 21 种危害列出了适宜的预防措施。

10 完整性管理方案

10.1 概述

完整性管理方案是在数据收集和对管道系统或每一管段的每种危害进行风险评价后制定的。对每个管道系统或管段，应确定合适的完整性评价方法。对每个系统的完整性评价可通过以下方法进行：采用不同工具进行管道内检测、试压、直接评价或采用其他经过证实的技术。某些情况下，几种方法可以组合使用。对风险最大的管段，应优先进行完整性评价。

完整性评价后，应采取减缓措施，减缓包括两个部分。第一部分是按照 ASME B31.8 的要求和/或其他合格的行业维修技术对管道进行维修。维修可包括用新管子更换有缺陷管子、安装套筒、修补涂层或其他修复活动。应对这些活动进行确认及优先排序，定出时间表。

进行维修活动后，管道企业应评价预防方法，以防管道将来失效。这些方法可包括增加阴极保护、注入缓蚀剂、清管或改变管道的操作条件。对减少或消除因第三方损坏、外腐蚀、内腐蚀、应力腐蚀开裂、低温、土体位移、暴雨洪水以及误操作等危害造成的管道失效，预防措施起着主要的作用。

通过检测和维修，并不能消除所有的危害。因此，预防这些危害是完整性管理方案的关键一环。预防活动包括预防第三方损坏，对外力损坏进行监控等。

基于风险的与规定的完整性管理方案的结构基本相同的，但要求在管道数据或信息更全面的基础上进行更为详细的分析。管道企业可采用一个风险评价模型，演示各种不同的完整性评价方案和预防活动及其时间安排。

以前的完整性评价和预防活动，如与本标准的要求一样严格，则可纳入完整性管理方案。

10.2 完整性管理方案的更新

应把检测和预防活动期间收集的数据与以前收集的数据结合起来进行分析和整合。在管道正常运行和维修活动中，不断收集数据，并将其纳入完整性管理程序。新数据的加入是一个连续不断的过程，随着时间的推移，对新、旧数据的不断综合，将提高以后风险评价的准确性。数据的不断整合和定期风险评价的结果，将不断改进完整性管理评价和减缓措施。另外，还应对管道系统或管段在物理和操作方面的变更进行适当地管理。

这个持续不断的过程很有可能导致一系列额外的完整性评价或对以前完整性评价的检查。以后，也可能需采取一系列额外的减缓措施或继续以前采取的减缓措施。随着信息的不断增加和整合，应定期更新完整性管理方案。

应认识到，有针对性的完整性评价活动可能是一次性的，是对具体危害（如制管、施工和设备危害）的排除。对其他危害，如与时间有关的危害，需定期检查。完整性管理方案应保持灵活性，能不断地纳入新的信息。

10.3 方案的框架

10.3.1 数据的收集、检查和整合

完整性管理程序的第一步是收集、整理、组织和检查每种危害和管段的所有可获得的相关数据。完成完整性评价和减缓措施后，在收集有关管道系统或管段的运行、维护的新数据的过程中，应重复这一过程。完整性管理方案或其数据库中应包含对数据的检查，所有数据将用于支持以后的风险评价和完整性评价。

10.3.2 风险评价

考虑新数据产生、管道系统或管段及外界环境变化及前次风险评价后所用新技术的适用性，风险评价应定期进行。建议每年进行一次风险评价，在管道系统发生重大变化后、还未进行检测前，应进行风险评价。风险评价的结果要在减缓措施和完整性评价活动中有所反映。当标准发生变化，也需重新进行再评价。完整性管理方案应包含关于如何进行风险评价和再评价频次的具体内容。

10.3.3 完整性评价

应根据风险评价的结果进行相应的完整性评价。完整性评价应采用管道内检测、试压或直接评价等方法进行。对某些危害，上述方法可能并不适用。采取预防措施或增加维护频次可能更为有效。完整性评价方法的选择取决于检测所要确定危害的类型。要确定所有的危害，可能需采用多种评价方法或多种检测工具。每次完整性评价后，应对方案中的该部分内容进行修改，以反映获得的所有新信息，并用于以后按要求时间间隔进行的完整性评价。方案应明确需进行的完整性评价活动和具体实施的时间安排。应对所有完整性评价进行优先排序，并定出时间表。

表 3 列出了规定的完整性管理方案中与时间有关的危害（如外腐蚀和内腐蚀）的完整性评价时间表。对应力腐蚀开裂危害的评价时间表可参考 A.3.4。对其他所有危害的评价时间表可参考附录 A 中相应的章节（在“评价间隔”的标题下）。完整性管理方案应包含最新的优先序排列表和实施时间表。

基于风险的完整性管理方案可提供不同的完整性评价、维修和预防的方法，其实施的时间与规定的完整性管理程序规定的时间不同。这些决策应全部书面记录。

10.3.4 对完整性评价的响应、减缓（维修和预防）措施和时间间隔

完整性管理方案中应包含管道企业如何及何时对完整性评价做出响应的具体内容。响应应是立即的、计划的或进行监测的。完整性管理方案中的减缓措施包括两个部分：

- a) 管道维修。应根据完整性评价的结果和确认的危害，确定和进行相应的维修活动。维修活动应按照合格的标准和操作规程的要求进行。
- b) 预防。预防可阻止或减缓管道的恶化趋势。预防对与时间无关的危害也同样有效。应对所有的减缓措施进行优先级排序并列出时间表。减缓措施优先级排序和时间表，应随着新信息的不断获取而调整，以体现方案的实时性。

表 5 至表 7 举例说明了一条假设管段（管道 1 的第 3 段）的完整性管理方案。表中列出了管段数据、基于风险评价的完整性评价方案和要实施的减缓方案，包括再评价时间间隔。

表 5 假定管段的完整性管理方案示例（管段数据——管道 1 的第 3 段）

管段数据	类型	示例
管道特性	钢管等级	290MPa（API5L - X42）
	尺寸	DN600（NPS 24）
	壁厚	6.35mm（0.25in）
	制造商	A. O. 史密斯
	制造工艺	低频
	制造时间	1965 年
	焊缝类型	电阻焊
设计/施工	操作压力（高/低）	4340/3790kPa（630/550psig）
	操作应力	72%SMYS
	涂层类型	煤焦油涂层
	涂层状况	完好
	管子安装日期	1966 年
	焊接方法	埋弧焊
	土壤类型	黏土
运行	土壤稳定性	良好
	水压试验	无
	压缩机出口温度	49℃（120°F）
	管壁温度	18℃（60°F）
	气体质量	好
	流量	1.42MSm ³ /d（50MMSCFD）
	维修方法	换管
	泄漏/破裂历史	无
	压力波动	低
	阴极保护效果	良好
	SCC 迹象	轻微开裂

表 6 假定管段的完整性管理方案示例（完整性评价方案——管道 1 的第 3 段）

危害	标准/风险评价	完整性评价	减缓措施	时间间隔 年
外腐蚀	有外腐蚀历史，未进行内检测	进行试压、内检测或直接评价	预测失效压力<1.25 倍 MAOP 的管道进行更换或维修	10
内腐蚀	无内腐蚀历史，未进行内检测	进行试压、内检测或直接评价	预测失效压力<1.25 倍 MAOP 的管道进行更换或维修	10
应力腐蚀开裂（SCC）	已发现接近临界尺寸的应力腐蚀裂纹	进行水压试验	更换因试压失效的管子	3~5
制造	低频电阻焊管，焊缝系数<1.0，未进行水压试验	进行水压试验	更换因试压失效的管子	不适用
施工/制造	无施工问题	不需	不适用	不适用
设备	无设备问题	不需	不适用	不适用
第三方损坏	无第三方损坏问题	不需	不适用	不适用
误操作	无操作问题	不需	不适用	不适用
自然灾害和外力	无自然灾害和外力相关问题	不需	不适用	不适用

表 7 假定管段的完整性管理方案示例（减缓方案——管道 1 的第 3 段）

维修	通过更换管子的整个接头，对因水压试验的失效部分进行维修
预防	预防活动包括：进一步监测易受应力腐蚀开裂影响的部位，检查阴极保护设计和等级，有选择地对外露管段的焊缝腐蚀进行监控
再检测的时间间隔	如存在应力腐蚀开裂引起的失效，再检测的时间间隔为 3 年。如试验成功，再检测的时间间隔为 5 年
数据整合	在对有关危害进行风险评价时，应考虑内外腐蚀、应力腐蚀开裂或焊缝缺陷以外其他原因引起的试验失败
注：对该管段，将进行水压试验。选择这种方法是合适的，因为它能确定内外腐蚀、制造和应力腐蚀开裂危害。试验压力应为 1.39 倍 MAOP。	

11 效能测试方案

11.1 概述

本章规定了适用于规定的和基于风险的完整性管理程序的效能测试方案要求。至少应每年进行一次评价，以确保完整性管理程序的有效性。评价应既考虑具体危害，又考虑总体改进效果。具体危害的评价可用于所关注的某一方面，全面测试适用于完整性管理程序中的所有管道。

对完整性管理程序的评价，有助于管道企业解决以下问题：

- a) 完整性管理程序的所有目标是否达到？
- b) 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？

11.2 效能测试的特点

11.2.1 概述

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。效能测试评价和趋势分析还能识别未预见和未曾识别的危害。所有效能测试应简单、可测定、可实现、具有相关性，能进行及时评

价。正确选择和评价效能测试指标，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。应监测系统完整性的变化，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。完整性管理程序的效能测试一般可分为几类。

11.2.2 过程或措施测试

过程或措施测试可用于评价预防或减缓措施。可确定完整性管理程序的执行情况。应比选确定测试方法，以确保能在实际的时间间隔内进行效能评价。

11.2.3 运行测试

运行测试包括运行和维护趋势的测试，确定系统对完整性管理程序做出响应的好坏程度。例如，测试实施了更有效的阴极保护后腐蚀速率的变化情况。又如，测试在实施预防措施（如完善开挖通知的方法）后管道受第三方损坏的次数。

11.2.4 直接完整性测试

直接完整性测试包括管道泄漏、破裂和伤亡测试。除上述几类外，效能测试还可分为前端测试和后端测试。前端测试是指管道实施完整性管理程序前，对预期效果进行测试。后端测试是指管道实施完整性管理程序后，对所取得的效果进行测试。表 8 是效能测试按上述情况分类的几个例子。

表 8 效能测试

测试类别	前端测试	后端测试
过程/措施测试	开挖通知需求数；巡查次数	每一开挖处发现的管道损伤
操作测试	新安装的整流器和地床； 阴极保护电流需求变化； 密间隔测试报告次数减少	内检测发现的严重腐蚀异常的数量
直接完整性测试	每千米（英里）泄漏次数的变化	完整性管理方案中的每千米（英里）泄漏次数

11.3 效能测试方法

管道企业应能通过系统内部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。

11.4 效能测试——系统内测试

系统内测试应包括以下内容：

- a) 应定期选择效能指标，评价规定的和基于风险的两种完整性管理程序。指标既适用于对局部和具体危害因素的评价，也适用于对整个完整性管理程序的效能评价。
- b) 实施规定的完整性管理程序的管道企业，效能测试应包括附录 A 及表 9 中每一种具体危害的指标。此外，还应确定并书面记录以下全面效能测试：
 - 1) 已检测管道的里程（千米/英里）与管理程序要求之比（报告期内检测管道的总里程包括完整性管理计划要求检测，但并不需检测的管道里程）。
 - 2) 作为完整性管理检测程序的结果，已完成的立即维修的次数（在管道上的任何位置，按照完整性管理计划检测对管道进行立即采取措施的异常维修的总数。对该指标，对管子进行的物理维修才计入维修，涂层维修不计入维修。采用一种维修方法在单个维

修区域维修多个异常时，对每个应采取措施的异常进行的维修应计算在内)。

- 3) 作为完整性管理检测程序的结果，已完成的按计划维修的次数 [计划采取措施的异常维修的总数，解释见 11.4 b) 2)]。
- 4) 管道发生的泄漏、失效和事故的次数 (按原因分类)。

表 9 效能指标

危害	规定的完整性管理方案的效能指标
外腐蚀	外腐蚀造成水压试验失败的次数； 根据管道内检测结果进行维修的次数； 根据直接评价结果进行维修的次数； 外腐蚀泄漏次数
内腐蚀	内腐蚀造成水压试验失败的次数； 根据管道内检测结果进行维修的次数； 根据直接评价结果进行维修的次数； 内腐蚀泄漏次数
应力腐蚀开裂	应力腐蚀开裂造成使用泄漏或失效的次数； 应力腐蚀开裂造成维修、更换的次数； 应力腐蚀开裂造成水压试验失败的次数
制造	制造缺陷造成水压试验失败的次数； 制造缺陷造成泄漏的次数
施工	施工缺陷造成泄漏或失效的次数； 切除环焊缝/接头补强的次数； 切除褶皱弯管的次数； 检测褶皱弯管次数； 修补/切除制造焊缝的次数
设备	调压阀失效的次数； 泄压阀失效的次数； O 形垫片/圈失效的次数； 设备故障造成泄漏的次数； 截断阀故障
第三方损坏	第三方损坏造成泄漏或失效的次数； 受损管道造成泄漏或失效的次数； 故意破坏造成泄漏或失效的次数； 泄漏/失效前因第三方损坏进行修补的次数
误操作	误操作造成的泄漏或失效的次数； 审核/检查次数； 每次审核/检查发现的误操作次数，按照严重程度分类
自然灾害及外力	自然灾害或外力造成泄漏的次数； 自然灾害或外力造成维修、更换或改线的次数

- c) 实施基于风险的完整性管理程序的管道企业，尽管其他可用的指标可能更适合于基于风险的完整性管理程序，仍应考虑附录 A 中所列具体危害的指标。除上述 4 种指标外，还应另外选择 3~4 种指标，测试基于风险的完整性管理程序的有效性。表 10 列出了一些建议标准，

管道企业也可制定自己的标准。管道企业宜对表 10 中所列的事故事件进行归一化处理，这种做法有助于趋势分析。归一化因素可包括所涉及管道的长度、用户数量、时间或这些因素或其他因素的组合。由于基于风险的完整性管理程序要用到基于风险评价的检测时间间隔，因此应收集足够多的指标数据，以确定合理的检测时间间隔。至少应每年进行一次评价。

表 10 全面效能测试

已检测的里程（千米/英里）与完整性管理程序的要求之比； 单位时间内报告的与事故/安全相关的法律纠纷； 完整性管理程序中的系统组成部分
已发现需维修或减缓的异常数量； 修补的泄漏点数量； 水压试验失败的次数和试验压力及其产生的应力 [kPa (psi) 和 %SMYS]
第三方损坏事件、未遂事故及检测到的损伤的数量； 实施完整性管理程序后减少的风险或失效概率； 未经许可的穿越次数
占压、侵入通行带的次数： ——未采取应急措施发布通知导致第三方的占压、侵入次数； ——空中或地面巡线检查发现占压、侵入的次数； ——收到开挖通知及其安排的次数
完整性管理程序的费用

- d) 除直接从完整性管理程序所涉及的管段上收集效能指标数据外，还可使用所得的信息用来评价预防活动、减缓技术和效能测试的有效性。这些比较是指标分析的基础，可确定管道完整性管理程序中需改进的地方。
- e) 内部审核是提供有效信息的第三种方法。管道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，应考虑既定的效能指标及其特定的时间段，还要考虑完整性管理程序发展中的变化和修改。可由内部员工进行审核，最好是未直接参与完整性管理的人员或其他人员。以下所列主要审核事项，可作为制定管道企业审核程序的出发点：
- 1) 书面完整性管理方案和程序应包括图 2 所示的各个部分；
 - 2) 书面完整性管理方案的操作规程和任务描述应最新、可用；
 - 3) 按计划开展活动；
 - 4) 每一环节都指定专人负责；
 - 5) 各责任人可获得相应的参考资料；
 - 6) 人员已取得相应有效的资质证书；
 - 7) 完整性管理程序满足本标准要求；
 - 8) 要求的活动均应书面记录；
 - 9) 及时关闭活动项或不合格项；
 - 10) 已经检查所用的风险标准，并书面记录；
 - 11) 已制定、满足并记录预防、减缓及维修措施和标准。
- f) 应使用效能测试、内部标准检查程序的结果以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 效能测试——行业测试

除系统内部比较外，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管道企业、其他行业数据源和管理数据源的比较。其他输气管道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的结果，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。对管道完整性管理程序的修改和/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、提出的建议和对管道完整性管理程序所做的相应修改，都应书面记录。

12 联络方案

12.1 概述

管道企业应制定并执行一套联络方案，以便与公司员工、管理部门及公众保持适当的联系，使他们了解管道企业在管道系统完整性管理方面所做的工作和完整性管理取得的结果。

有些信息应定期交流，有些信息可在需要时交流。使用行业、管理部门和公司的网站进行交流，是有效的方法之一。

管道企业应根据需要经常联系相关人员和部门，以确保他们对企业当前的完整性管理系统和所做的工作有所了解。建议定期联系，并根据需要对完整性管理方案所发生的重大变化经常交流。API RP 1162 提供了详细指南。

12.2 外部联络

与下列相关各方联系时，应考虑的内容如下：

- a) 通行带沿线的土地所有者和租用者：
 - 1) 公司名称、位置、联系方式；
 - 2) 位置信息或地图；
 - 3) 输送产品名称；
 - 4) 如何识别泄漏、向上级报告和采取应对措施；
 - 5) 日常联系电话和紧急联系电话；
 - 6) 关于管道企业的预防措施、完整性测试、应急预案和如何获取完整性管理方案概要的一般信息；
 - 7) 防止第三方损坏的信息，包括开挖通知的数量、开挖通知中心的要求和管道损坏时的联系人。
- b) 应急反应人员之外的公务人员：
 - 1) 定期向市政部门发放地图和公司的联系资料；
 - 2) 应急预案和完整性管理程序概要。
- c) 当地和地区应急反应人员：
 - 1) 管道企业应与所有的应急反应人员保持密切联系，包括当地、地区或区域应急管理组织、管理部门应急计划办公室等；
 - 2) 公司名称、日常联系电话和紧急联系电话；

- 3) 当地地图;
 - 4) 设施介绍和输送的产品名称;
 - 5) 如何识别泄漏, 如何向上级报告, 该采取什么措施;
 - 6) 关于管道企业的预防措施、完整性测试、应急预案和如何获取完整性管理方案概要的一般信息;
 - 7) 站场位置及说明;
 - 8) 管道企业应急反应能力概况;
 - 9) 与当地官员交流管道企业的应急预案。
- d) 一般的公众:
- 1) 管道企业开挖通知方式和其他第三方损坏预防措施;
 - 2) 公司名称、联系方式和紧急报告信息, 包括一般的业务联系方式。

为实现管道企业和公众共建和谐管道的目标, 管道企业和公众之间应进行必要的沟通, 有利于保护人员、财产和环境。

12.3 内部联络

管道企业的管理人员和其他相关人员都应了解和执行管道完整性管理程序。应在联络方案中制定有关内部联络的内容。定期开展效能测试, 持续改进完整性管理程序。

13 变更管理方案

变更管理方案包括以下要求和内容:

- a) 应制定正式的变更管理方案以识别和考虑变更对管道系统及其完整性的影响。方案应足够灵活, 且被使用者理解和掌握。变更管理应阐述对系统的技术变更、物理变更、程序变更和组织变更是永久的还是临时的。变更管理方案应包括以下内容:
- 1) 变更原因;
 - 2) 变更许可;
 - 3) 变更影响分析;
 - 4) 所需获得的工作许可;
 - 5) 变更记录;
 - 6) 与相关方的变更沟通;
 - 7) 变更生效日期;
 - 8) 人员资质。
- b) 管道企业应明确系统变更需修改完整性管理程序, 程序的修改也可导致系统变更。以下是输气管道的具体例子, 包括但不限于以下情况:
- 1) 若土地使用情况发生变化将影响事故后果(如管道附近的人口增加)或影响事故发生的可能性(如因地下采矿造成沉降等), 这些变化应反映在完整性管理方案中, 并再次评价危害;
 - 2) 若完整性管理程序的检测结果表明有必要改变系统, 如改变阴极保护方案, 降低管道操作压力(临时的除外), 应将这些变化告诉操作人员, 并反映在更新的完整性管理程序中;
 - 3) 若管道企业决定将系统压力从原操作压力提高到或接近最大允许操作压力(MAOP), 这种变更应反映在完整性管理方案中, 并再次评估危害;
 - 4) 若管道一直在稳态模式下运行, 一个新载荷改变了它的运行模式, 使其承受交变载荷

(例如操作压力日常变化), 在分析每一种危害时, 疲劳应视为一个附加应力因素。

- c) 随着变更管理的深入, 审查程序应要求能评价安全影响, 必要时能提供控制和修改建议的人员参与。管道企业应灵活掌握, 把管道的持续运行限制在既定的安全运行范围内。
- d) 变更管理应确保在管道系统发生变化和/或获得新的、修改或校正后的数据时, 完整性管理程序持续可靠和有效。设备或操作规程的任何变化都有可能影响管道完整性。变更即使很小也会影响系统的其他方面。例如, 设备变化应相应地改变技术或操作步骤。所有的变更, 在实施前都应进行鉴别和检查。在管道系统变更期间, 变更管理程序为保持正常的秩序提供了手段, 有助于维护管道完整性的可靠性。
- e) 为确保系统的完整性, 应建立并保存各种变更的记录。这有助于更好地了解管道系统和影响完整性的潜在危害。记录应包括变更实施前后的过程及设计数据。
- f) 为确保管道系统的安全, 有必要将管道系统所发生的变更通知有关各方。应定期交流管道完整性的有关情况。管道企业应将管道系统发生的任何变更通知有关各方。
- g) 系统变更, 特别是设备变更时, 要求有资质的人员正确操作新设备。此外, 应对设备操作人员进行培训, 以确保他们掌握和遵守设备当前的操作规程。
- h) 完整性管理程序中应用的新技术及其应用结果都应书面记录, 并告知相关人员和股东。

14 质量控制方案

14.1 概述

本章所述的质量控制活动, 应成为完整性管理程序的一部分。

本标准中定义的质量控制是“管道企业满足其完整性管理程序所要求的文件”。

管道企业的质量控制程序如满足或超过本章的要求, 可将其完整性管理程序活动纳入现有方案。对未建立质量控制方案的管道企业, 本章列出了该方案的基本要求。

14.2 质量管理控制

质量管理控制包括以下要求和内容:

- a) 质量控制程序的要求包括文件、执行和维护, 宜包括以下 6 项内容:
 - 1) 确定质量控制程序的过程;
 - 2) 确定这些过程的先后顺序和相互关系;
 - 3) 确保这些过程的运行和控制有效所需的标准和方法;
 - 4) 提供必要的资源和信息, 以支持这些过程的运行和监控;
 - 5) 对这些过程进行监控、测试和分析;
 - 6) 采取必要的措施, 以获取预期的结果, 并持续改进这些过程。
- b) 质量控制程序应包括以下内容:
 - 1) 管道企业应确定所需的文件, 并将其纳入质量控制程序。在质量控制过程中, 这些文件应受到控制和归档保存。归档文件包括: 风险评价、完整性管理方案、完整性管理报告及数据文件。
 - 2) 应明确规定质量控制中的职责和权利。
 - 3) 应按照预定时间间隔, 检查完整性管理程序和质量控制程序的结果, 并提出改进的建议。
 - 4) 与完整性管理程序有关的人员应能胜任、了解该程序及所包含的所有活动, 并经过资质认定。质量控制方案应包括人员能力、知识和资历及培训过程的文件。
 - 5) 管道企业应采取监控措施, 以保证完整性管理程序按计划实施, 并书面记录这些步骤。

应定义控制点、标准和/或效能指标。

- 6) 应对完整性管理程序及其质量控制方案进行定期内审或由第三方独立检查。
- 7) 应书面记录改进完整性管理程序和质量控制方案的措施，并监测实施的有效性。
- 8) 管道企业在进行相关作业（如清管）时，应对会影响完整性管理程序质量的工作进行监管，并书面记入质量控制方案中。

附 录 A
(资料性附录)
危害评价流程图和规定的完整性管理方案

附录 A 介绍了针对本标准正文所列 9 类危害规定的完整性管理方案的流程图及基本组成。要求采取的措施和时间间隔不适用于可能遇到的严重情况。对严重情况，管道企业应进行更精确的分析和更频繁的检测。

A.1 外腐蚀危害

A.1.1 范围

管道事故分析表明，外腐蚀是过去发生事故的诱因之一。A.1 介绍识别外腐蚀危害、确定完整性评价方法和减轻外腐蚀的完整性管理方案（如图 A.1 所示），并给出一般情况下外腐蚀完整性管理过程，也包括某些特殊情况。本节外腐蚀包括电偶腐蚀和微生物腐蚀。

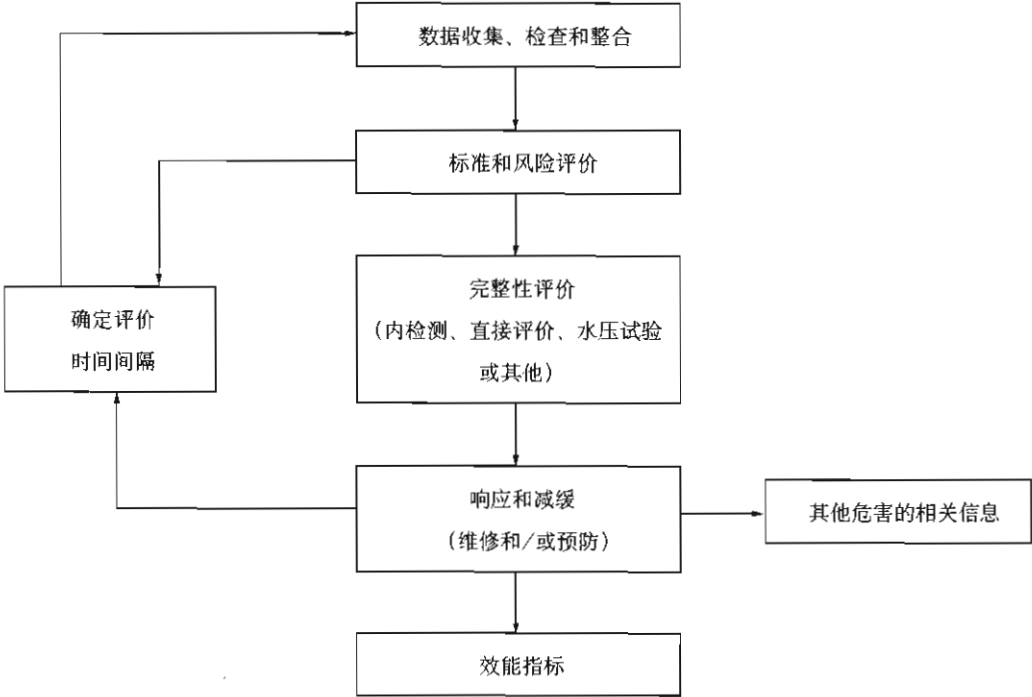


图 A.1 针对外腐蚀危害规定的完整性管理方案（简要流程）

A.1.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 安装年份。
- b) 涂层类型。
- c) 涂层状况。
- d) 阴极保护充分的年数。
- e) 阴极保护有问题的年数。
- f) 无阴极保护的年数。

- g) 土壤性质。
- h) 钢管内检测报告（开挖检测）。
- i) 检测到的微生物腐蚀（有、无或未知）。
- j) 泄漏历史记录。
- k) 壁厚。
- l) 直径。
- m) 操作应力水平（%SMYS）。
- n) 以前的水压试验资料。

以上数据主要用于管道的完整性评价和/或减缓措施的优先级排序。管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.1.3 标准和风险评价

对新管道或管段，管道企业可通过原始的选材、设计、施工检查资料以及目前的操作记录，确定管道的状况。且管道企业应确认：施工检查的要求达到或超过本标准中规定的完整性评价要求。

任何情况下，管道建成与要求的第一次完整性再评价之间的时间间隔都不能超过以下标准：大于 50%SMYS 运行的管道，不得超过 10 年；在大于 30%SMYS 和不大于 50%SMYS 之间运行的管道，不得超过 15 年；不大于 30%SMYS 运行的管道，不得超过 20 年。

对比上述管道运行时间更长的管段，应在规定的响应时间间隔内，采用 A.1.5 规定的方法进行完整性评价。

如果以前的检测要求达到或超过本标准中规定的检测要求，则可认为以前的完整性评价满足这些要求。上一次完整性评价与下一次完整性评价的时间间隔也不能超过本标准的要求。

A.1.4 完整性评价

可参阅按第 8 章的相关要求，采用内检测、试压或直接评价方法进行完整性评价。

A.1.5 响应和减缓

对完整性评价的响应详述如下：

- a) 内检测。响应取决于通过计算腐蚀处的临界失效压力（见 ASME B31G 或类似标准）确定的腐蚀严重程度，合理推断的或经科学验证的腐蚀速度。
- b) 直接评价。响应取决于已检测、评价以及修复的腐蚀点的数量。
- c) 试压。试压的时间间隔取决于试验压力。试验压力不小于 1.39 倍 MAOP，间隔应为 10 年；试验压力不小于 1.25 倍 MAOP，间隔应为 5 年。

如果管道实际操作压力低于最大允许操作压力时，为确保减压下的管道完整性，上述系数可适用于实际操作压力，代替最大允许操作压力。

参阅第 9 章，管道企业可选择适当的维修和预防措施。

A.1.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能会发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，用漏磁检测器进行内检测时，可能检测出管道上半部分的凹陷，这很可能是由第三方损坏危害造成的。当对第三方损坏进行风险评价时，可使用这些信息。

A.1.7 评价间隔

管道企业需要定期进行完整性评价。评价的时间间隔的确定取决于 A.1.5 的响应。

此处的时间间隔是指最大的时间间隔。管道企业要将获得的最新数据纳入评价，就需更加频繁的完整性评价。例如，应立即对管道上可能由外腐蚀引起的泄漏进行再次评价。

管段发生变化，也需再次评价。对变更的管理参阅第 13 章。

A.1.8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对外腐蚀危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 外腐蚀试压失效的次数。
- b) 根据内检测结果，立即和计划实施的维修作业的次数。
- c) 根据直接评价结果，立即和计划实施的维修作业的次数。
- d) 外腐蚀导致管道泄漏的数量（对低应力管道，对泄漏分类有助于编制泄漏资料）。

A.2 内腐蚀危害

A.2.1 范围

管道事故分析表明，内腐蚀是过去发生事故的诱因之一。A.2 介绍关于识别内腐蚀危害、确定完整性评价方法和减缓内腐蚀的完整性管理方案，并给出一般情况下对内腐蚀危害进行完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节内腐蚀包括化学腐蚀和微生物腐蚀（如图 A.2 所示）。

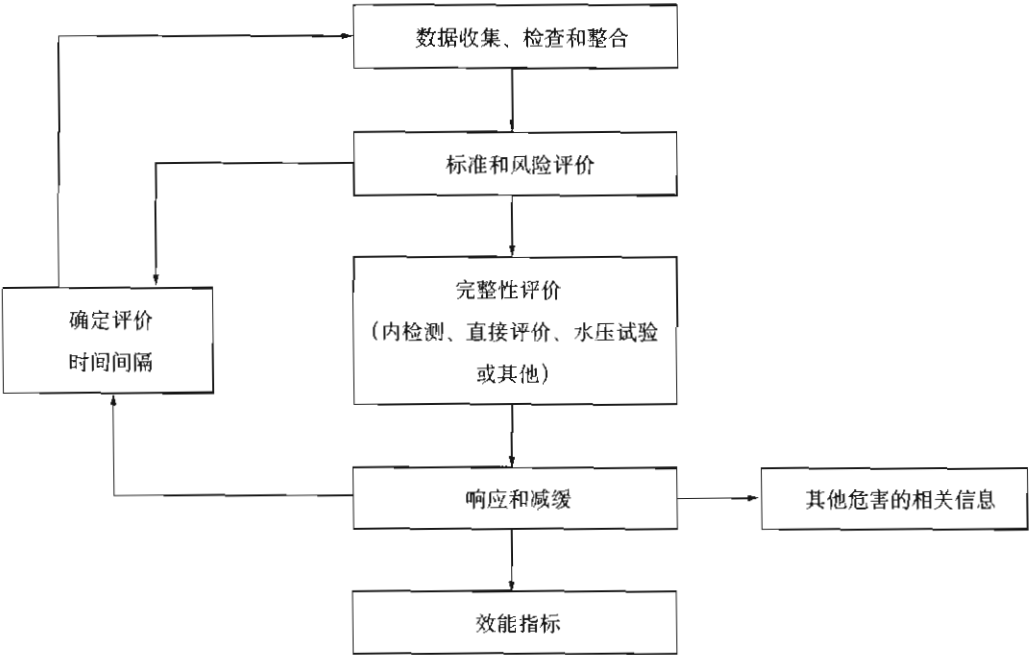


图 A.2 针对内腐蚀危害规定的完整性管理方案（简要流程）

A.2.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 安装年份。
- b) 管道内检测报告（开挖检测）。
- c) 泄漏记录。

- d) 壁厚。
- e) 直径。
- f) 以前的水压试验资料。
- g) 气体、液体、固体分析（特别是硫化氢、二氧化碳、氧气、游离水和氯化物）。
- h) 细菌培养试验结果。
- i) 腐蚀探测装置（挂片、探针等）。
- j) 运行参数（特别是压力、流速、尤其是停输时间）。
- k) 操作应力水平（%SMYS）。

以上数据主要用于管道的完整性评价和/或减缓措施的优先级排序。管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A. 2. 3 标准和风险评价

对新管道或管段，管道企业可通过原来选材、设计、施工检查的资料和目前操作记录，确定管道的状况。且管道企业应确认施工检查的要求达到或超过本标准中规定的完整性评价要求。此外，管道企业应确定腐蚀性环境不存在。

任何情况下，管道建成与要求的第一次完整性再评价之间的时间间隔都不能超过以下标准：大于 50%SMYS 以上运行的管道，不得超过 10 年；不大于 50%SMYS 运行的管道，不得超过 15 年。

对比上述管道时间更长的所有管段，应在规定的响应时间间隔内，采用 A. 2. 5 规定的方法进行完整性评价。

如果以前的检测要求达到或超过本标准中规定的检测要求，则认为以前的完整性评价满足这些要求。前一次的完整性评价与下一次完整性评价的时间间隔也不能超过本标准的要求。

A. 2. 4 完整性评价

可参阅按第 8 章的相关要求，采用内检测、试压或直接评价方法进行完整性评价。

A. 2. 5 响应和减缓

对完整性评价的响应如下：

- a) 内检测。响应取决于通过计算腐蚀处的临界失效压力（见 ASME B31G 或类似标准）而确定的腐蚀严重程度，和合理推断的或经科学验证的腐蚀速度。
- b) 直接评价。响应取决于检查到的、评价过的以及修复的腐蚀点的数目。用于评价干气内腐蚀的适宜方法参见 NACE SP0206。
- c) 试压。试压的间隔取决于试验压力。试验压力不小于 1.39 倍 MAOP，间隔应为 10 年；试验压力不小于 1.25 倍 MAOP，时间间隔应为 5 年。

如果管道实际操作压力小于最大允许操作压力时，只是为了确保减压下的管道完整性，上述系数可适用于实际操作压力，代替最大允许操作压力。

参阅第 9 章，管道企业可选择适当的维修和预防措施。

如果数据表明确实存在腐蚀环境，应立即制定减缓方案并实施；如果数据表明可能存在腐蚀环境，应立即进行再评价；如果数据表明不存在腐蚀或腐蚀环境，应确定要再评价的条件。

A. 2. 6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能会发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，利用漏磁检测器进行内检测时，可能会发现管道上半部分的凹陷，这很可能是由第三方损坏造成的。当对第三方损坏危害进行风险评价时，可使用这些信息。

A.2.7 评价间隔

管道企业需要定期进行完整性评价。评价的时间间隔的确定取决于 A.2.5 的响应。

此处的时间间隔是指最大的时间间隔。管道企业要将获得的最新数据纳入评价，就需更加频繁的完整性评价。例如，应立即对管道上可能由内腐蚀引起的泄漏进行再次评价。

对管段的变化，也需再次评价。对变更的管理参阅第 13 章。

A.2.8 效能指标

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对内腐蚀危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 内腐蚀试压失效的次数。
- b) 根据内检测结果，立即和计划实施的维修作业的次数。
- c) 根据直接评价结果，立即和计划实施的维修作业的次数。
- d) 内腐蚀导致管道泄漏的数量（对低应力管道，对泄漏分类有助于编制泄漏资料）。

A.3 应力腐蚀开裂危害

A.3.1 范围

A.3 介绍识别输气管道的应力腐蚀开裂危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案。评价方法包括水压试验、内检测和应力腐蚀开裂直接评价。可采用工程评价评估危害的程度和严重性、识别和选择检测和测试策略、和/或制订能体现符合要求的管道安全性能的技术防范计划。本节描述采用工程评价的过程，选择完整性评价方法或为某一管道定制一种评价方法。该过程适用于近中性 pH 值和高 pH 值的应力腐蚀开裂。在已发表的研究文献中讨论了这两种现象的完整性评价和减缓方案。本节未列出检测减缓应力腐蚀开裂的所有可能的方法。随着新工具和新技术的开发，管道企业可进行评价和使用。关于 SCC 完整性管理的详细指南，可参见 ASME STP-PT-011。

A.3.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 管子寿命（如果因应力腐蚀开裂已经对管段进行评价，就可使用管道涂层寿命）。
- b) 操作应力水平（%SMYS）。
- c) 操作温度。
- d) 该管段位于压缩机站下游的距离。
- e) 涂层类型。
- f) 以前水压试验资料。

管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.3.3 标准和风险评价

A.3.3.1 近中性 pH 值应力腐蚀开裂可能危害

应对满足下列标准的每一管段进行近中性 pH 值应力腐蚀开裂可能的危害进行评估：

- a) 操作应力大于 60%SMYS。
- b) 管子寿命大于 10 年（如果因应力腐蚀开裂已经对管段进行评价，就可使用管道涂层寿命）。

- c) 所有防腐涂层系统，工厂或现场应用的熔结环氧涂层或液态环氧涂层除外（现场涂层涂敷期间使用表面研磨制备时）。如果使用本标准，现场接头涂层系统还应考虑它们的敏感性。

A.3.3.2 高 pH 值应力腐蚀开裂可能的危害

如果符合 A.3.3.1 中的 3 个标准，同时也符合如下 2 个标准时，应对每一管段进行高 pH 值应力腐蚀开裂可能危害的风险评价：

- a) 操作温度大于 38℃（100°F）。
- b) 离压缩机站出口的距离不大于 32km（20mile）。

A.3.3.3 其他注意事项

对每一管段，如已由两种应力腐蚀开裂中的一种造成一次及多次运行事故，或一次及多次因水压试验而破裂或泄漏，应进行应力腐蚀开裂风险评价，造成应力腐蚀开裂的因素已经消除的除外。

对该种危害，风险评价包括将数据要素与标准进行比较。如果满足标准中的条件，或该管段以前发生过应力腐蚀开裂（如：开挖检查表明存在应力腐蚀开裂，应力腐蚀开裂引起水压试验失败、运行事故或泄漏），则认为该管段有发生应力腐蚀开裂的危险。相反，如果有一项条件不符合上述标准，且该管段没有应力腐蚀开裂的历史，则无需采取任何措施。

A.3.4 完整性评价

A.3.4.1 概述

如果存在应力腐蚀开裂的条件（即满足 A.3.3 的规定），应编制一份书面检测、检查和评价方案。该方案应考虑对其他危害进行完整性评价，并对有应力腐蚀开裂风险的管段进行优先级排序。

如果管道曾在运行过程中因应力腐蚀开裂发生过泄漏或破裂，则应在 12 个月内对该管段进行水压试验，并制定该管段再试压方案的书面文件。要求进行水压试验，不得使用其他试验介质。

对应力腐蚀开裂管段，适用的检测和减缓措施，见 A.3.4.2 至 A.3.4.5。

表 A.1 描述了应力腐蚀开裂迹象的严重性。对应力腐蚀开裂严重性的评估，有几种断裂力学方法可供管道企业选择。表 A.1 中的数值是采用被广泛接受的断裂力学分析方法为典型的管道特性和有代表性的应力腐蚀开裂增长速率编制的。

A.3.4.2 开挖检查和评价方法

易受应力腐蚀开裂影响的管段，在进行与完整性评价相关的开挖期间，如果是涂层剥离或裸露的管道，应采用磁粉检测（MPI）或其他等效的无损评价方法进行评价。管子不完全外露的开挖（如：占压、焊接附属物和其他管线交汇处，管道企业只需清除管子顶部覆土），不受上述 MPI 要求，该管段出现过应力腐蚀开裂的情况除外。应对涂层状况进行评价并书面记录。所有应力腐蚀开裂检查活动都应按照文件要求的操作规程进行。任何应力腐蚀开裂的迹象都应按照表 A.1 和表 A.2 的指南进行处理。

表 A.1 应力腐蚀开裂裂纹严重程度的标准

类别	裂纹严重程度	剩余寿命
0	深度<10%WT 的任何长度裂纹，或最长 51mm（2in）且深度小于 30%WT 的裂纹	超过 15 年
1	预测失效压力产生的应力>110%SMYS	超过 10 年
2	预测失效压力产生的应力≤110%SMYS，预测失效压力>125%MAOP	超过 5 年
3	110%MAOP<预测失效压力≤125%MAOP	超过 2 年
4	预测失效压力≤110%MAOP	少于 2 年

对应力腐蚀开裂裂纹各类严重程度的响应要求见表 A. 2。表 A. 2 的响应要求包含了剩余缺陷尺寸的保守假设。另外，可进行工程临界评价，评估这类危害。

表 A. 2 开挖期间发现应力腐蚀开裂迹象后响应

裂纹严重程度	响应要求
无 SCC 或 0 类	适当时安排 SCCDA，对 SCC，只需开挖即可
1 类	至少 2 次开挖； 如果最大的裂纹属 1 类，3 年内进行下一次评价； 如果最大的裂纹属 2 类、3 类或 4 类，遵循适合于该类的响应要求
2 类	考虑临时降低压力，直到水压试验、ILI 或 MPI 完成； 2 年内采用水压试验、ILI 或 100% MPI 检查法或等效方法评价管段。以后评价的类型和时间取决于水压试验、ILI 或者 MPI 的结果
3 类	立即降压，采用以下一种方法评价管段： a) 水压试验； b) ILI； c) 100% MPI 或等效方法
4 类	立即降压，采用以下一种方法评价管段： a) 水压试验； b) ILI； c) 100% MPI 或等效方法

A. 3. 4. 3 应力腐蚀开裂的水压试验

经行业研究确定的减缓应力腐蚀开裂的水压试压条件可优化临界尺寸裂纹的消除，减少次临界尺寸裂纹的发展速度。本节水压试验标准适用于应力腐蚀开裂的完整性评价，推荐标准如下：

- a) 高点试验压力产生的应力不小于 100%SMYS。
- b) 稳压时间至少 10min。
- c) 管道恢复输气前，进行泄漏检测（应力腐蚀开裂外原因造成的水压试验失败，可以考虑其他的方案）。
- d) 措施包括：
 - 1) 未出现应力腐蚀开裂导致的水压试验泄漏或破裂，管道企业应采用以下两种方案中的一种，制定长期的减缓应力腐蚀开裂的措施：
 - 按照技术上合理的时间间隔，编制并实施的再试压程序；
 - 进行工程评价，评价危害，确定下一步减轻应力腐蚀开裂的方法。
 - 2) 出现应力腐蚀开裂导致的水压试验泄漏或破裂，管道企业应编制的重新试验方案和程序，并说明重新试验的理由。应力腐蚀开裂重新试验方法的案例，可参阅 IPC2006 ~ 10163。

A. 3. 4. 4 应力腐蚀开裂的内检测

内检测可检测应力腐蚀开裂。对应力腐蚀开裂的响应见 9. 2. 3。对已检查的整个管段，可按表 A. 1 来确定采用内检测法重新评估的时间间隔。

A.3.4.5 应力腐蚀开裂直接评价法

应力腐蚀开裂直接评价是评估管段存在应力腐蚀开裂及其严重程度的过程。在系统地收集和分析具有类似操作特征、处在类似自然环境中管子的数据后，主要采用 MPI 或相关技术检查该管段内选定的管段。直接评价法过程包括指导管道企业选择合适的位置开挖，进行应力腐蚀开裂完整性评价。本过程的详细指南参阅 NACE SP0204。

A.3.5 其他数据

通过完整性评价和采取减缓措施，管道企业可能发现与其他危害有关的数据，这些数据有利于对其他危害进行风险评价。

A.3.6 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对应力腐蚀开裂危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 管道运行过程中，由应力腐蚀开裂引起的泄漏/失效的次数。
- b) 由应力腐蚀开裂引起的维修或换管次数。
- c) 由应力腐蚀开裂引起的水压试验失败次数。

A.4 制管危害

A.4.1 范围

管道事故分析表明，制管危害是过去发生事故的诱因之一。A.4 介绍识别制管危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出在一般情况下对制管危害进行完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节制管危害是指管体焊缝和管体缺陷（如图 A.3 所示）。

A.4.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 管材。
- b) 安装年份。
- c) 制管工艺（可将制造寿命作为备选项）。
- d) 焊缝类型。
- e) 焊缝系数。
- f) 操作压力记录。

管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.4.3 标准和风险评价

对铸铁管、机械连接管或采用乙炔环向焊接的管道，在经历低温环境或发生移动（如土体移动或支撑回填物拆除）时，则进行地形检查。如果发现回填土移动或预测可能发生移动时，则应建立一套管道移动监测程序，并采取适当的预防措施。

如管子的焊缝系数小于 1.0（如搭接焊管、锻造管和对焊管），或管道由低频电阻焊管组成，则应考虑制造危害的存在。

虽然交变压力引起的管体纵焊缝疲劳已经不是输气管道的一个严重问题，如管道的运行压力出现

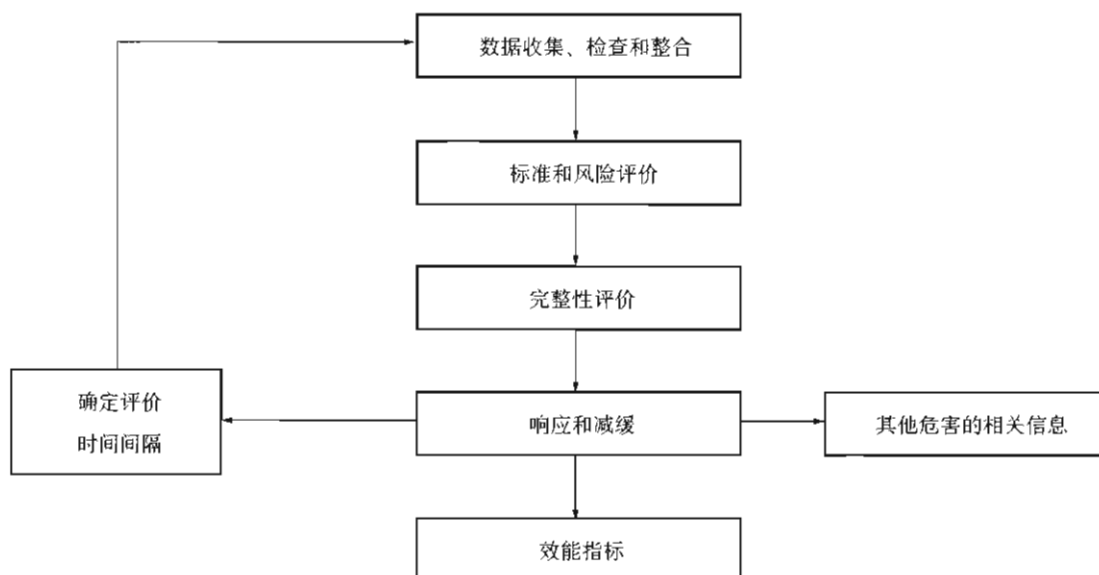


图 A.3 针对制造危害规定的完整性管理方案（简要流程）

明显波动，应把管体纵焊缝疲劳作为附加因素来考虑。关于输气管道压力交变的影响，可参考 GRI-04/0178。

A.4.4 完整性评价

对铸铁管，完整性评价应包括管子是否受过土体移动或支撑物拆除。

对钢管焊缝，当提高管道的最大允许操作压力或将操作压力提高到历史操作压力（过去五年记录的最高压力）以上时，应进行试压，以确认焊缝的状况。试压应符合 ASME B31.8 的要求，至少应为最大允许操作压力的 1.25 倍。ASME B31.8 规定了如何对新建和在役管道试压。

A.4.5 响应和减缓

对铸铁管，减缓措施包括换管或稳管。

对钢管，试压失效的管段应更换。

管道企业应选择适当的预防措施。对这类危害，管道企业在订购满足或超过 ASME B31.8 要求的管子时，应确定管子的技术规格书，以备使用。

A.4.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，某种类型的焊缝更容易遭受到加速腐蚀，在对内、外腐蚀进行风险评价时，可使用这些信息。

A.4.7 评价间隔

不必定期进行完整性评价。管段发生变化，如升压或操作条件改变（如出现明显压力波动），需再次评价。对变更的管理参阅第 13 章。

A.4.8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对制管危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 制管缺陷导致的试压失效次数。
- b) 制管缺陷引起的管道泄漏的次数。

A.5 施工危害

A.5.1 范围

管道事故分析表明，施工危害是过去发生事故的诱因之一。A.5 介绍识别施工危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出在一般情况下对施工危害进行完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节施工危害包括管道环焊缝、制造焊缝、褶皱弯管或屈曲、螺纹磨损、管子破损、接头失效（如图 A.4 所示）。

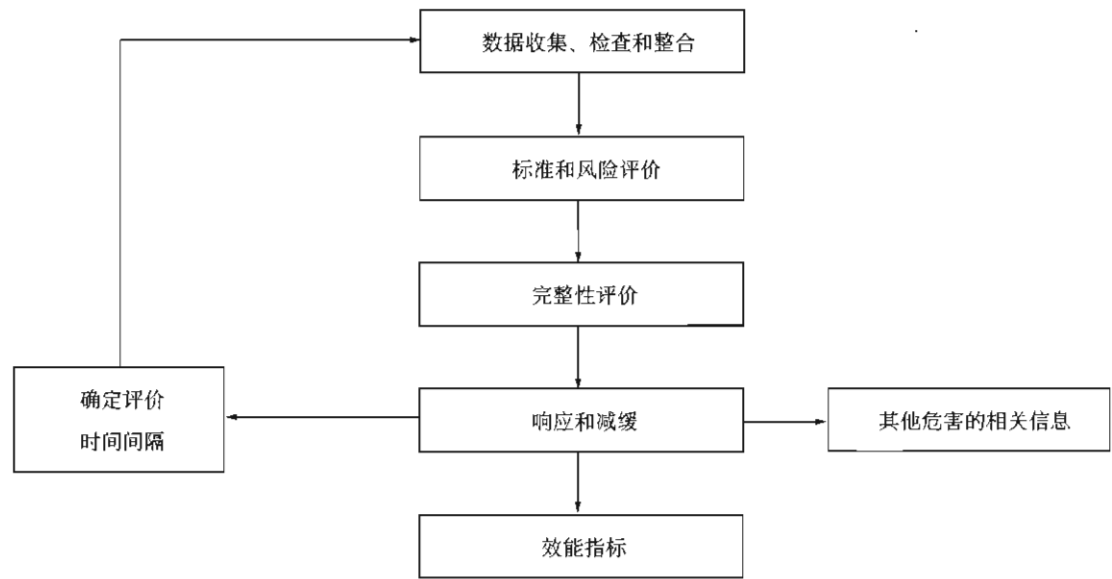


图 A.4 针对施工危害规定的完整性管理方案（简要流程）

A.5.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 管材。
- b) 褶皱弯管鉴定资料。
- c) 接头鉴定资料。
- d) 接头焊后补强。
- e) 焊接工艺。
- f) 环焊缝后补强。
- g) 焊缝的无损检测资料。
- h) 水压试验资料。
- i) 管道检测报告（开挖检测）。
- j) 潜在外力（见 A.9）。
- k) 褶皱弯管的土壤性质和埋深。
- l) 褶皱弯管的最大温度变化范围。
- m) 褶皱弯管的曲率半径及其弯曲角度。
- n) 操作压力记录和预期的操作，包括明显的压力波动以及疲劳机理。

管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.5.3 标准与风险评价

对环焊缝，应检查焊接工艺及无损检测资料，以确定管道是否焊接充分。

对制造焊缝，应检查焊接工艺和无损检测资料，还要检查由于地面沉降或其他外部载荷施加于管道上的作用力，以确定焊接是否充分。

对褶皱弯管、屈曲以及接头，应检查外观检测报告，以确认其连续完整。管道潜在的位移会产生额外的横向和/或轴向应力。因此，应检查与管道潜在位移有关的信息，如温度变化范围、弯管半径、弯管角度、管道埋深及土壤特性等。这些信息是确定弯管是否承受有害应力或应变的重要因素。

仅仅是这些施工危害的存在，还不会造成管道完整性的破坏。但在潜在外力的作用下，会大大增加管道事故发生的可能性。因此，应对收集的数据进行综合和评价，以确定何处有施工危害和潜在的外部或外界力共存的情况。

A.5.4 完整性评价

对施工危害，检测工作应包括对数据的整合、检查及对影响管道的潜在土体位移或外力危害的评价。

A.5.5 响应和减缓

管道企业应选择适当的预防措施。对这类危害，管道企业应制定开挖协议，以确保管道不被移动、不引入额外应力。此外，每次开挖时，管道企业应对管子进行检查和评价。在其他维修原因需对管道检测时，应通过检测、维修、换管或补强等预先措施来减缓潜在的危害。

A.5.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，某种类型的焊缝更容易受到加速腐蚀，在对内、外腐蚀进行风险评价时，可使用这些信息。

A.5.7 评价间隔

不必定期进行完整性评价。管段发生变化或者土地使用情况有变时，可进行再评价。对变更的管理参阅第13章。

A.5.8 效能测试

为保证完整性管理程序的有效性，针对施工危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 施工缺陷导致的管道泄漏或失效的次数。
- b) 环焊缝/接头补强/切除的次数。
- c) 切除褶皱弯管的个数。
- d) 褶皱弯管的检测的次数。
- e) 维修/切除制造焊缝的数量。

A.6 设备危害

A.6.1 范围

管道事故分析表明，控制/泄压设备故障、O形垫片/圈、密封/泵填料失效是过去发生事故的诱因之一。A.6介绍识别设备危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出在一般情况下对设备危害进行完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节设备是指除管子和管子部件

之外的管道设施。输气站场是典型的设备所处位置（如图 A.5 所示）。

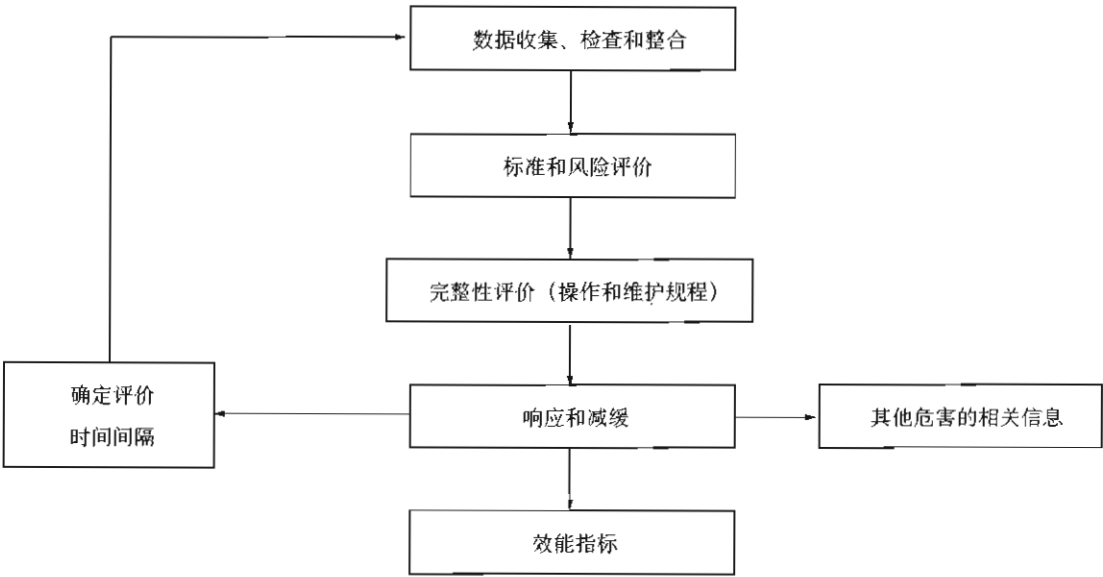


图 A.5 针对设备危害规定的完整性管理方案（简要流程）

A.6.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据：

- a) 故障设备的安装年份。
- b) 调节阀的失效资料。
- c) 泄压阀的失效资料。
- d) 法兰垫片的失效资料。
- e) 调节器设置值漂移（超过制造商的设定范围）。
- f) 泄压阀的设定值漂移。
- g) O形垫圈失效资料。
- h) 密封/泵填料资料。

管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.6.3 标准和风险评价

已知某些泄压阀和调节阀的设定值有漂移现象，需对这类设备进行额外的校验。

某些类型的垫片容易过早老化，需经常对这些设备进行泄漏检查。

A.6.4 完整性评价

应按照操作和维护规程的要求，定期对这类危害进行检查。这些程序应详细规定对设备进行检测、维护的时间及需采取的具体措施。如设备有泄漏和失效历史，应进行额外或更加频繁的检查。

A.6.5 响应和减缓

可能需更换设备或进行维修。

A.6.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价时有用的数据。例如，在检查地面设

施的垫圈时，发现曾遭雷击，在对自然灾害和外力危害进行风险评价时，可使用这些信息。

A. 6. 7 评价间隔

操作和维护规程应规定对特定设备评价的时间间隔。

管段发生变化，也需再次评价。对变更的管理参阅第 13 章。

A. 6. 8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对设备危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 调节阀失效的次数。
- b) 泄压阀失效的次数。
- c) O 形垫片/圈和失效的次数。
- d) 因设备失效造成泄漏的次数。

A. 7 第三方损坏危害

A. 7. 1 范围

管道事故分析表明，第三方损坏是过去发生事故的诱因之一。A. 7 介绍识别第三方损坏危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出在一般情况下，对第三方损坏危害进行的完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节第三方损坏是指第三方造成的管道立即失效、故意破坏、管子旧伤（如图 A. 6 所示）。

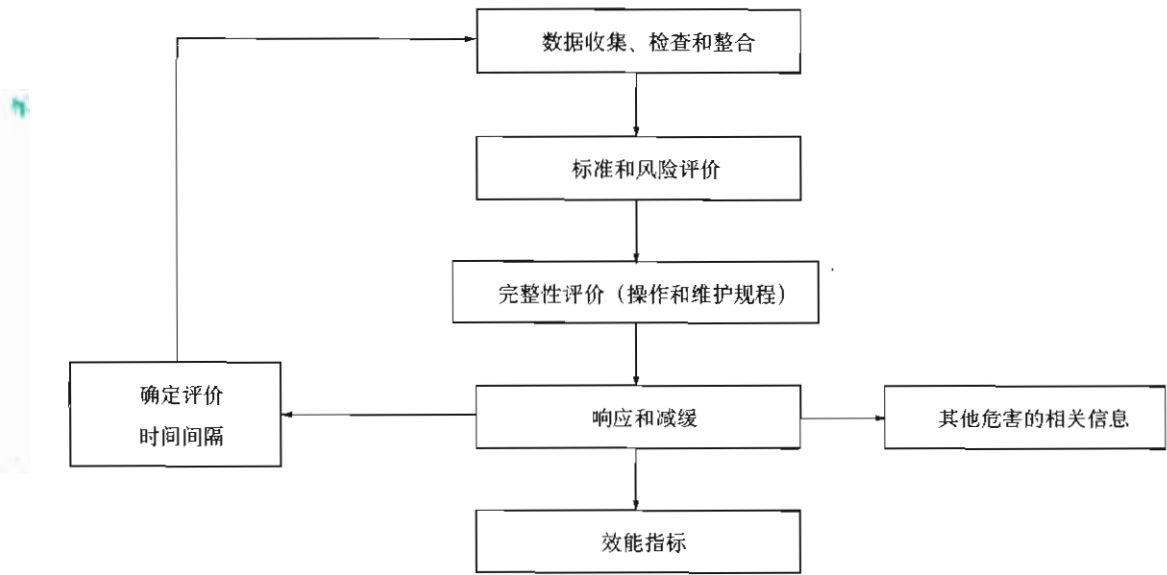


图 A. 6 针对第三方损坏危害规定的完整性管理方案（简要流程）

A. 7. 2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 故意破坏造成的事故。

- b) 管道受撞击处的检测报告（开挖检测）。
- c) 立即破坏导致的泄漏报告。
- d) 管子旧伤引起的事故。
- e) 管道上半部分凹陷和划痕的内检测结果。
- f) 紧急电话记录。
- g) 占压、侵入记录。

A.7.3 标准和风险评价

数据检查可显示管道对某些类型的第三方损坏的敏感性。对这些薄弱区域，需采取减缓措施。因第三方损坏是一种与时间无关的危害，没有任何先兆，随时都可能发生。因此，需采取有力的预防措施，特别是在受关注区域，预防措施更是不可或缺。

特定用途的土地（如农田），由于管道埋深较浅，更容易受到第三方损坏。

A.7.4 完整性评价

按操作和维护规程的要求进行巡线和泄漏检查，可发现对管道的占压、侵入和第三方损坏的情况。对因管子曾受损伤发生的事故，事后经常发现这类缺陷曾间接地暴露过，即在以前的检查（如内检测）中已充分显示出这类缺陷的信号特征。因此，管道企业应对检测时发现的可疑迹象进行调查，这些可疑迹象虽无法直接解释，但可能与紧急电话记录或其他占压、侵入记录显示的已知开挖活动有关。

A.7.5 响应和减缓

可采取预防措施或对检测、检查或试压发现的管道损伤进行维修，以减缓第三方损坏。管道企业应确保预防第三方损坏程序到位并发挥作用。也可采用第9章介绍的其他预防措施（如制定一份防止损坏的方案）。

A.7.6 其他数据

在检测过程中，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，监测管道占压、侵入状况时，可能会显示出外露管道正在发生外腐蚀，当对外腐蚀做风险评价时，可使用这些信息。

A.7.7 评价间隔

应定期进行完整性评价，建议每年进行一次。管段发生变化，也需再次评价。对变更的管理参阅第13章。

A.7.8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对第三方损坏危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 因第三方损坏造成的管道泄漏或失效的次数。
- b) 因管道的旧伤导致的泄漏或失效的次数。
- c) 因故意破坏导致的泄漏或失效次数。
- d) 泄漏或失效前，因第三方损坏对管道修复的次数。

A.8 误操作危害

A.8.1 范围

管道事故分析表明，误操作是过去发生事故的诱因之一。A.8 介绍识别误操作危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出了一般情况下对误操作危害进行完整性管理的过程，也包括某些特殊情况。本节的误操作指不正确的操作规程或没有按照程序进行操作（如图 A.7 所示）。

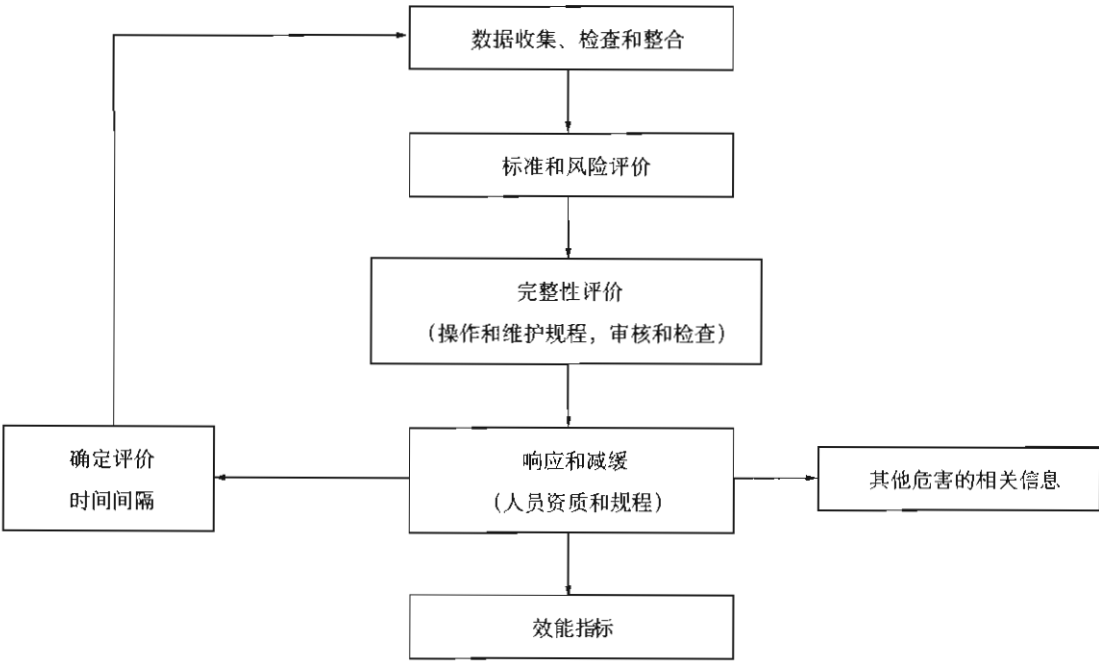


图 A.7 针对误操作危害规定完整性管理方案（简要流程）

A.8.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 程序检查资料。
- b) 审核资料。
- c) 误操作造成的管道失效。

A.8.3 标准和风险评价

如果数据表明操作和维护是按规程进行的，规程是正确的，且操作人员完全合格，能够满足程序的要求，就不需要再次评价。如果不能达到这些要求，需采取减缓措施。

A.8.4 完整性评价

通常在管道运行期间由管道企业相关人员及/或第三方的专家进行审核和检查。

A.8.5 响应和减缓

误操作的减缓措施应是预防。管道企业应确保操作规程是有效的（发布的最新版本），操作人员

应有相应的资质并按操作规程进行操作。

管道企业应有管道操作维护人员资质考核评定程序，该程序包括初次考核和定期的资质再评定，还可包括公认组织的认证。

此外，应制定一个由内部专家或第三方专家进行的严格内部检查或审核程序。

A.8.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，在检查规程所要求的记录时，发现有几处第三方侵入没有报告，在对第三方损坏进行风险评价时，可使用这些信息。

A.8.7 评价间隔

应定期进行评价，建议每年进行一次。

管段发生变化，可能需修改程序，并再次对人员进行培训。对变更的管理参阅第13章。

A.8.8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对误操作危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 误操作造成的管道泄漏或失效的次数。
- b) 审核/检查的次数。
- c) 根据严重程度分类的审核/检查结果的次数。
- d) 审核/检查后修改程序的次数。

A.9 自然灾害和外力危害

A.9.1 范围

管道事故分析表明，自然灾害和外力危害是过去发生事故的诱因之一。A.9介绍识别自然灾害和外力危害、确定完整性评价方法和减缓措施的完整性管理方案，并给出一般情况下对自然灾害和外力危害进行完整性管理的过程。本节所指的自然灾害和外力危害是指土体位移、暴雨或洪水、低温、雷击（如图A.8所示）。针对地震的危害，可采用PR 268-9823或者类似的方法。

A.9.2 数据的收集、检查和整合

在进行风险评价前，对每一管段，至少应收集和检查以下基本数据。这些数据有助于风险评价的实施，对于识别严重情况，应收集更多的数据。

- a) 连接方法（机械接头、乙炔焊接、电弧焊接）。
 - b) 地形和土壤条件（不稳固的斜坡、过水、近水、土壤液化敏感性）。
 - c) 地震断层。
 - d) 断层带附近土壤加速度的剖面图（大于0.2g加速度）。
 - e) 冻土层的深度。
 - f) 安装年份。
 - g) 钢管等级、直径、壁厚（加入外部载荷的内应力计算资料，总应力不能大于100%SMYS）。
- 管道企业如果缺少数据，在风险评价时，应采用保守的假定值，或提高该管段风险等级。

A.9.3 标准和风险评价

位于以下地段的管道可能承受极端载荷：

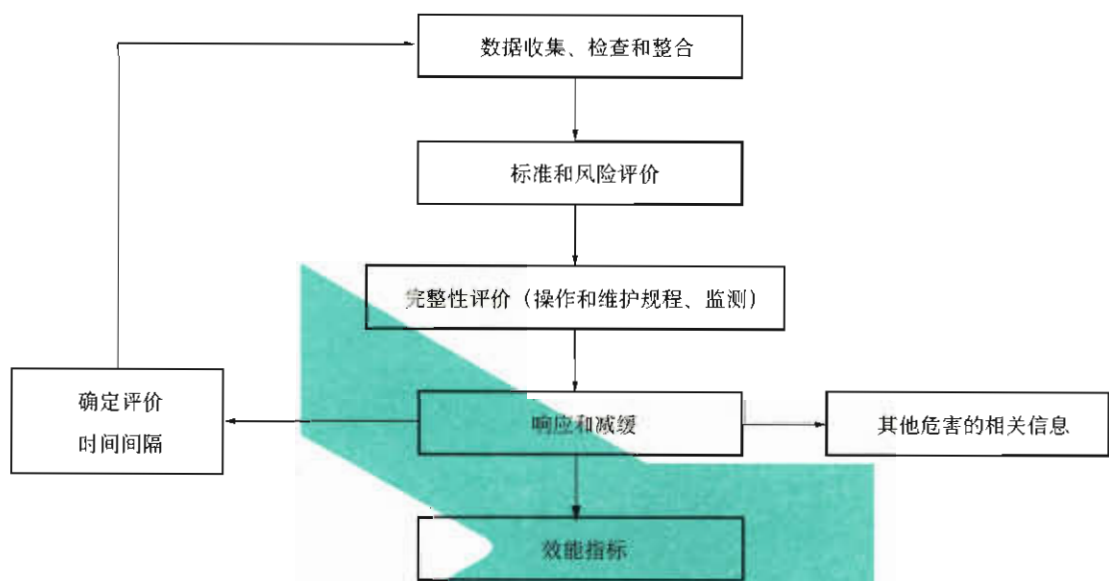


图 A.8 针对自然灾害和外力危害规定的完整性管理方案（简要流程）

- a) 管道穿过断层。
- b) 管道翻越陡坡。
- c) 管道穿越河流或邻近河流，或所在的河床移动。
- d) 管道承受地表极端载荷，导致下面土壤沉降。
- e) 管道附近正进行爆破作业。
- f) 管道在冻土层或冻土层以上。
- g) 管道所处的土壤液化。
- h) 土壤加速度大于 0.2g。

对处于上述任何地段的管道，应对危害进行评价。在设施容易遭受雷击的地方，也应对危害进行评价。

A.9.4 完整性评价

对自然灾害和外力危害，通常按操作和维护规程的要求进行完整性评价，包括检测、检查和评价。根据管道泄漏和失效的资料，可能需额外或更频繁的检测。

A.9.5 响应和减缓

管子的维修或更换应符合 ASME B31.8 和其他相应的行业标准。其他减缓方法包括加固土壤、稳固管子或管子接头、管道改线、在低温地区将管道敷设在冻土层以下、安装避雷装置使地面设施免遭雷击。

对自然灾害和外力危害，应采取预防措施。如果管道处在上述敏感区域，应通过巡线检查地面情况。在某些地区，如有滑坡或地面沉降地区，应对土体的移动进行监测。

A.9.6 其他数据

通过检测过程，管道企业可能发现对其他危害进行风险评价有用的数据。例如，在巡查管道时，可能发现第三方占压或侵入的证据，在对第三方损坏危害进行风险评价时，可使用这些信息。

A.9.7 评价间隔

管段或该管段附近土地的使用情况发生了影响管道完整性的变化，可进行再评价。如果没有变

化，则不需再评价。对变更的管理参阅第 13 章。

A. 9.8 效能测试

为保证完整性管理程序的效果，并确认完整性评价的时间间隔，针对自然灾害和外力危害的以下效能测试应书面记录：

- a) 自然灾害或外力危害造成的泄漏次数。
- b) 自然灾害或外力危害造成管道修补、更换或改线的次数。

附 录 B
(资料性附录)
直接评价法

本附录介绍了直接评价法的有关信息。直接评价法是完整性管理程序中采用的完整性评价方法之一。

B.1 外腐蚀的直接评价 (ECDA)

管道企业宜采用 NACE SP0502 或其他方法，以及技术上经过认证的方法。

B.2 内腐蚀的直接评价 (ICDA)

管道企业宜采用 NACE SP0206 或其他方法，以及技术上经过认证的方法。

附 录 C
(资料性附录)

本标准与 ASME B31.8S：2014 章条编号对照情况

表 C.1 给出了本标准章条编号与 ASME B31.8S：2014 章条编号的对照情况。

表 C.1 本标准章条编号与 ASME B31.8S：2014 章条编号的对照情况

本标准章条编号	ASME B31.8S：2014 章条编号
引言	1.2
第 1 章	1.1
第 2 章	第 13 章
第 3 章	1.3
第 4 章	第 2 章
第 5 章	第 3 章
第 6 章	第 4 章
6.2.1	4.2 第一段
6.2.2	4.2.1
6.2.3	4.2.2
第 7 章	第 5 章
第 8 章	第 6 章
8.2.1	6.2 第一段
8.2.2	6.2.1
8.2.3	6.2.2
8.2.4	6.2.3
8.2.5	6.2.4
8.2.6	6.2.5
8.2.7	6.2.6
8.3.1	6.3 第一段、第二段和第三段
8.3.2	6.3.1
8.3.3	6.3.2
8.3.4	6.3.3
8.3.5	6.3.4
8.4.1	6.4 第一段
8.4.2	6.4.1
8.4.3	6.4.2
8.4.4	6.4.3
8.4.5	6.4.4

表 C.1 (续)

本标准章条编号	ASME B31.8S: 2014 章条编号
第 9 章	第 7 章
9.2.1	7.2 第一段、第二段和第三段
9.2.2	7.2.1
9.2.3	7.2.2
9.2.4	7.2.3
9.2.5	7.2.4
9.2.6	7.2.5
9.3.1	7.3 第一段
9.3.2	7.3.1
9.3.3	7.3.2
9.3.4	7.3.3
第 10 章	第 8 章
第 11 章	第 9 章
11.2.1	9.2 第一段、第二段
11.2.2	9.2.1
11.2.3	9.2.2
11.2.4	9.2.3
第 12 章	第 10 章
第 13 章	第 11 章
第 14 章	第 12 章
附录 A	附录 A
A.3.4.1	A.3.4 第一段
A.3.4.2	A.3.4.1
A.3.4.3	A.3.4.2
A.3.4.4	A.3.4.3
A.3.4.5	A.3.4.4
附录 B	附录 B
附录 C	—
附录 D	—
附录 E	—
参考文献	第 14 章

附 录 D
(资料性附录)

本标准与 ASME B31.8S：2014 的技术性差异及其原因

表 D.1 给出了本标准与 ASME B31.8S：2014 的主要技术性差异及其原因。

表 D.1 本标准与 ASME B31.8S：2014 的技术性差异及其原因

本标准章条编号	技术性差异	原因
第 1 章	ASME B31.8S：2014 的 1.1 两段位置互调和修改	按照 GB/T 1.1—2009 的规定对范围的常用顺序和要求做出调整
第 2 章	ASME B31.8S：2014 的图 13.1，移至第 10 章，删除 shall、cathodic protection、temperature 等 110 个术语；修改完整性评价、失效、工程评价等术语；增加输气管道系统和管道完整性 2 个术语	shall、cathodic protection、temperature 等术语已广为人知或在相关标准中均已出现，本标准不再重复；为使用者更好地理解本标准，按我国相关标准，修改完整性评价、失效、工程评价等术语定义，增加输气管道系统、管道完整性 2 个术语
4.2	与时间有关的危害中增加磨蚀、氢致损伤两个因素	根据我国行业情况增加
5.2	将公式 (1) 括号中公式编号为公式 (2)，并新增公式 (3)。原公式 (2) 变为公式 (4)	我国常用压力设计单位为兆帕，补充该压力单位的计算公式 (3) 和示例
表 1、表 10	原标准中仅有侵入情况	根据我国国情，补充占压通行带情况
表 2	ASME B31.8S：2014 的表 4.3-1 中增加国家标准	根据我国标准体系，补充国家标准
表 3	ASME B31.8S：2014 的表 5.6.1-1 中 operating pressure 修改为操作应力	更能体现原标准的含义
7.5	对指标体系法的描述修改	适应我国行业做法
A.1	ASME B31.8S：2014 的 A.1.3 中针对外腐蚀危害的完整性评价时间间隔按照 60%SMYS、50%SMYS 和 30% SMYS 操作应力水平划分，本标准进行修改，采纳了 50%SMYS 和 30%SMYS	根据本标准正文中提及的要求和我国的行业做法划分，选用 50% SMYS 和 30% SMYS 两个应力水平
A.2	ASME B31.8S：2014 的 A.2.3 中针对内腐蚀危害的完整性评价时间间隔按照 60%SMYS 和 50%SMYS 操作应力水平划分，本标准进行修改，只采纳了 50%SMYS	根据本标准正文中提及的要求和我国的行业做法划分，以 50%SMYS 划分
表 A.1	表 A.1 中 predicted failure pressure 部分修改为预测失效压力产生的应力	更能体现原标准的含义
A.4	删除 A.4.3 第一句话中“在 1952 年前制造的钢管”	我国输气管道未使用 1952 年前制造的钢管
—	删除原标准中附录 C	原标准中附录 C 为“技术咨询的准备”

附录 E
(资料性附录)

本标准中引用标准与国内现有标准对应情况

表 E. 1 给出了本标准中引用的部分标准与国内现有相关标准的对应情况，在使用中可参考。

表 E. 1 本标准中引用的部分标准与国内现有相关标准对应情况

本标准中引用标准	对应国内现有标准
API RP 1162：2003 管道公众警示程序	SY/T 6713—2008 管道公众警示程序
NACE SP0502 管道外腐蚀直接评价方法	SY/T 0087.1—2006 钢制管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价
API Std 1163：2013 管道内检测系统的鉴定	SY/T 6825—2011 管道内检测系统的鉴定

参 考 文 献

本标准参考了以下文献或标准。参考文献或标准与具体版本有关,如果某标准未被禁止使用,用户可采用 ANSI 批准标准的最新版本;如果某标准的更新版本或修订版未经 ANSI 批准,则用户应采用此处所示的具体版本参考日期。(*)表示该标准的具体版本已被美国国家标准协会(ANSI)批准为美国国家标准。

* ANSI/GPTC - Z380 - TR - 1 (November 2001), Review of Integrity Management for Natural Gas Transmission Pipelines

Publisher: Gas Piping Technology Committee (GPTC) of the American Gas Association (AGA), 400 North Capitol Street, NW, Washington, DC 20001 (www.aga.org)

* ANSI/ISO/ASQ Q9004 - 2009, Quality Management Systems: Managing for the Sustained Success of an Organization

Publisher: American Society for Quality (ASQ), P. O. Box 3005, Milwaukee, WI 53201 (www.asq.org)

API RP 1162 (second edition, December 2010), Recommended Practice, Public Awareness Programs for Pipeline Operators

* API Std 1160 (first edition, November 2001; reaffirmed November 2008), Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines

* API Std 1163 (second edition, April 2013), In - Line Inspection Systems Qualifications

Publisher: American Petroleum Institute (API), 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005 (www.api.org)

* ASME B31.8 - 2012, Gas Transmission and Distribution Piping Systems

* ASME B31G - 2012, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping

ASME CRTD - Vol. 40 - 1, Risk - Based Inservice Testing —Development of Guidelines, Volume 1: General Document (2000)

ASME Research Report, History of Line Pipe Manufacturing in North America (1996)

ASME STP - PT - 011, Integrity Management of Stress Corrosion Cracking in Gas Pipeline High Consequence Areas, October 31, 2008

IPC2002 - 27131, "Qualification of Procedures for Welding Onto In - Service Pipelines," Proceedings of IPC2002, 4th International Pipeline Conference, September 2002

IPC2006 - 10163, "Method for Establishing Hydrostatic Re - Test Intervals for Pipelines With Stress - Corrosion Cracking," Proceedings of IPC2006, 6th International Pipeline Conference, September 2006

IPC2006 - 10299, "Comparison of Methods for Predicting Safe Parameters for Welding Onto In - Service Pipelines," Proceedings of IPC2006, 6th International Pipeline Conference, September 2006

IPC2008 - 64353, "Improved Burnthrough Prediction Model for In - Service Welding Applications," Proceedings of IPC2008, 7th International Pipeline Conference, September 2008

Publisher: The American Society of Mechanical Engineers (ASME), Two Park Avenue, New York, NY 10016 - 5990; Order Dept.: 22 Law Drive, P. O. Box 2900, Fairfield, NJ 07007 - 2900 (www.asme.org)

- * AWS A3.0: 2001 (including 2001 Errata), Standard Welding Terms and Definitions, Including Terms for Adhesive Bonding, Brazing, Soldering, Thermal Cutting, and Thermal Spraying
 Publisher: American Welding Society (AWS), 8669 NW 36 Street, No. 130, Miami, FL 33166
 (www.aws.org) Common Ground Alliance, Best Practices Version 10.0, 2013
 Publisher: Common Ground Alliance (CGA), 2300 Wilson Boulevard, Suite 400, Arlington, VA 22201 (www.commongroundalliance.com)
- GRI-00/0076 (2000), Evaluation of Pipeline Design Factors
- GRI-00/0077 (2000), Safety Performance of Natural Gas Transmission and Gathering Systems Regulated by Office of Pipeline Safety
- GRI-00/0189 (2000), Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines
- GRI-00/0192 (2000), GRI Guide for Locating and Using Pipeline Industry Research
- GRI-00/0193 (2000), Natural Gas Transmission Pipelines: Pipeline Integrity — Prevention, Detection & Mitigation Practices
- GRI-00/0228 (2000), Cost of Periodically Assessing Pipeline Integrity in High Consequence Areas by In-Line Inspection, Pressure Testing and Direct Assessment
- GRI-00/0230 (2000), Periodic Re-Verification Intervals for High-Consequence Areas
- GRI-00/0231 (2000), Direct Assessment and Validation
- GRI-00/0232 (2000), Leak Versus Rupture Considerations for Steel Low-Stress Pipelines
- GRI-00/0233 (2000), Quantifying Pipeline Design at 72% SMYS as a Precursor to Increasing the Design Stress Level
- GRI-00/0246 (2000), Implementation Plan for Periodic Re-Verification Intervals for High-Consequence Areas
- GRI-00/0247 (2000), Introduction to Smart Pigging in Natural Gas Pipelines
- GRI-01/0027 (2001), Pipeline Open Data Standard (PODS)
- GRI-01/0083 (2001), Review of Pressure Retesting for Gas Transmission Pipelines
- GRI-01/0084 (2001), Proposed New Guidelines for ASME B31.8 on Assessment of Dents and Mechanical Damage
- GRI-01/0085 (2001), Schedule of Responses to Corrosion-Caused Metal Loss Revealed by Integrity-Assessment Results
- GRI-01/0111 (2001), Determining the Full Cost of a Pipeline Incident
- GRI-01/0154 (2001), Natural Gas Pipeline Integrity Management Committee Process Overview Report
- GRI-04/0178 (2004), Effect of Pressure Cycles on Gas Pipelines
- GRI-95/0228.1 (1995), Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume I: Selected Technical Terminology
- GRI-95/0228.2 (1995), Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume II: Search of Literature Worldwide on Risk Assessment/Risk Management for Loss of Containment
- GRI-95/0228.3 (1995), Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume III: Industry Practices Analysis
- GRI-95/0228.4 (1995), Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume IV: Identification of Risk Management Methodologies
- Publisher: Gas Technology Institute (GTI), 1700 South Mount Prospect Road, Des Plaines, IL

- 60018 (www.gastechnology.org)
- Integrity Characteristics of Vintage Pipelines (2005)
- Publisher: The INGAA Foundation, Inc. (INGAA), 20 F Street, NW, Washington, DC 20001 (www.ingaa.org)
- Juran's Quality Handbook (sixth edition, 2010)
- Publisher: McGraw-Hill Company, 1221 Avenue of the Americas, New York, NY 10020-1095 (www.mcgraw-hill.com)
- NACE SP0106 - 2006, Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems
- NACE SP0169 - 2007, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
- NACE SP0204 - 2008, Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology
- NACE SP0206 - 2006, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG - ICDA)
- * NACE SP0502 - 2010, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology
- Publisher: National Association of Corrosion Engineers (NACE International), 1440 South Creek Drive, Houston, TX 77084-4906 (www.nace.org)
- Pipeline Risk Management Manual (third edition, 2004)
- Publisher: Gulf Publishing Company, P. O. Box 2608, Houston, TX 77252 (www.gulfpub.com)
- Plant Guidelines for Technical Management of Chemical Process Safety (revised edition) 1992
- Publisher: Center for Chemical Process Safety (CCPS) of the American Institute of Chemical Engineers (AIChE), 120 Wall Street, Floor 23, New York, NY 10005 (www.aiche.org)
- PR - 218 - 08350 (2008), Pipeline Facility Incident Data Review and Statistical Analysis
- PR - 218 - 9801 (2001), Analysis of DOT Reportable Incidents for Gas Transmission and Gathering System Pipelines, 1985-1997
- PR - 268 - 9823 (2004), Guidelines for the Seismic Design and Assessment of Natural Gas and Liquid Hydrocarbon Pipelines
- Publisher: Pipeline Research Council International, Inc. (PRCI), 3141 Fairview Park Drive, Suite 525, Falls Church, VA 22042 (www.prci.org)
-

中华人民共和国
石油天然气行业标准
输气管道系统完整性管理规范
SY/T 6621—2016

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
北京中石油彩色印刷有限责任公司排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

880×1230 毫米 16 开本 5 印张 146 千字 印 1—1500
2016 年 5 月北京第 1 版 2016 年 5 月北京第 1 次印刷
书号：155021·7428 定价：56.00 元
版权专有 不得翻印