

ICS 75—010

E 10

备案号: 18081—2006

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6648—2006

危险液体管道的完整性管理

Managing system integrity for hazardous liquid pipelines

(API Std 1160; 2001, MOD)

2006—07—10 发布

2007—01—01 实施

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	III
引言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语、定义和缩略语	1
3.1 术语和定义	1
3.2 缩略语	3
4 完整性管理程序	3
4.1 概述	3
4.2 管理框架	4
5 高后果区	7
5.1 识别高后果区	7
5.2 运用高后果区信息	7
5.3 确定管段是否会影响高后果区	7
5.4 编写高后果区信息文件	8
6 数据采集、分析、综合	8
6.1 数据来源	8
6.2 数据识别和定位	9
6.3 建立一个常用参考系统	9
6.4 数据采集	10
6.5 数据综合	13
7 风险评估的执行	14
7.1 建立风险评估方法	14
7.2 管道风险定义	15
7.3 用风险评估方法估计风险	15
7.4 好的风险评估方法的特征	16
7.5 风险评估过程的第一步	17
7.6 风险评估	17
7.7 风险评估方法的核心部分	17
7.8 识别和收集风险评估所需的数据	20
7.9 风险的确认和排序	21
7.10 风险控制和降低	21
7.11 定期的风险评估	22
8 初始基线评估计划的制定与执行	22
8.1 初始基线计划	22
8.2 管道异常和缺陷	23
8.3 管道内检测和试压技术	23
8.4 检测频率的确定	25

8.5 水压试验	27
8.6 对内检测识别的缺陷的评估方法	28
8.7 修复策略	29
9 减缓选择	30
9.1 预防 TPD	30
9.2 腐蚀控制	32
9.3 检测和减少管道泄漏	32
9.4 降压运行	35
10 完整性管理计划的修正	35
11 管道泵站和终端的完整性管理	35
11.1 泵站和终端数据采集的特殊性	35
11.2 降低风险措施涉及的特殊问题	37
11.3 减缓风险的措施	37
12 程序评估	38
12.1 效能测试	39
12.2 效能测试方法	39
12.3 通过内部比较评估效能	40
12.4 通过外部比较评估效能	40
12.5 审核	40
12.6 效能改进	40
13 完整性管理程序的变更管理	42
13.1 识别影响完整性程序的变更	42
13.2 管道完整性管理程序的更新	42
附录 A (资料性附录) 缺陷的类型、起因及相关问题	44
附录 B (资料性附录) 修复措施	49
附录 C (资料性附录) 跟踪管道泄漏的基准数据	52
附录 D (资料性附录) 管道基本信息标准数据	64
附录 E (资料性附录) 本标准章条编号与 API Std 1160: 2001 章条编号对照	67
附录 F (资料性附录) 本标准与 API Std 1160: 2001 的技术性差异及其原因	68
参考文献	69

图 4-1 完整性管理系统框架	4
图 7-1 简易风险描述图	16
图 7-2 风险评估层次的简例	19

表 6-1 数据采集类型	10
表 6-2 数据综合利用实例: TPD 的可能性	13
表 7-1 环境变量样本	20
表 7-2 设计变量样本	20
表 7-3 影响管道风险的变量 (部分列出)	20
表 8-1 管道异常类型和检测工具	24
表 8-2 常用管道修复方法总结	29
表 12-1 效能测试分类举例	41

前 言

本标准修改采用美国石油协会标准 API Std 1160: 2001 (第 3 版, 英文版)。本标准为危险液体管道系统的完整性管理提供指南。

本标准在编制中, 凡涉及到 API Std 1160: 2001 所在国政府或其他当局的法令、法规和规定时, 均根据我国情况做了适当的替换或删除。未被替换的内容, 建议执行本标准时, 适当参考。参考文献涉及的相应标准已经被我国标准采用的, 替换为我国标准。未被我国采用的标准, 仍予以保留; 建议执行本标准时, 参考相应的国外标准。

根据我国习惯, API Std 1160: 2001 英制单位转化为公制单位, 必要时加“()”备注英制单位。

根据我国法律要求以及国内的具体情况, 本标准在采用国际标准时进行了修改。这些技术性差异用垂直单线标识在它们所涉及的条款页边空白处。在附录 E 中给出了技术性差异及其原因的一览表以供参考。

API Std 1160: 2001 中“管道运营者(操作员)”一词为适应我国情况, 一律改为“管道运营公司”。API Std 1160: 2001 中出现的“美国管道安全办公室(OPS)”是指美国国家能源部的管道安全管理部门, 在本标准中按照我国情况相应改为“管道安全主管部门”。

API Std 1160: 2001 在前言中重点阐述了 2001 年 5 月 29 日生效的联邦法规(CFR)对危险液体管道运行和维护提出的进行“高后果区的管道完整性管理”的具体内容, 以便于管道管理者在联邦法规的基础上来发展适合它们运行要求的完整性管理系统。由于我国没有相应的法规可循, 为了让读者更深地理解本标准的使用要求, 保留了 API Std 1160: 2001 前言中的技术内容, 而将有关法规条款去掉。

对本标准如有疑义, 可以参考 API Std 1160: 2001。

本标准附录 A、附录 B、附录 C、附录 D、附录 E、附录 F 为资料性附录。

本标准由石油工业油气储运专业标准化委员会提出并归口。

本标准起草单位: 中国石化天然气股份有限公司管道分公司科技中心、中国石化大庆油田有限责任公司储运销售分公司、中国石化储运分公司。

本标准起草人: 常景龙、滕延平、张城、吴顺生、王辉、王各花、陈建民、冯伟章。

引 言

0.1 目标和任务

所有管道运营公司都希望通过其努力使管道在安全状态下运行,并对员工、环境、公众和用户无不利影响。管道运营公司在充分满足用户的需求并从投资中获得合理的回报时,也应追求上述目标。该目标是无操作错误、无泄漏、无事故的运营管道。

完整性管理为改进管道系统安全运行提供了一种方法,并且可以有效地分配资源。依据管道运行资料可有效地做好如下工作:

- a) 识别和分析实际的和潜在的能够导致管道事故的因素;
- b) 分析管道事故的可能性及严重性;
- c) 提供综合完整的分析风险评价方法,提供有效降低风险的方法;
- d) 提供有结构的、易于交流选择和执行风险降低行动的方法;
- e) 以改进系统效能为目标,建立并跟踪系统效能。

本标准给出了一个程序,管道运营公司可用该程序来评价风险和对运行危害液体管道过程中有关风险进行决策,以达到无事故运营管道的目标。第4章描述了完整性管理的框架,是本标准的主要基础。该框架见图4-1。

本标准适用于进行管道完整性管理系统的计划、执行和改进。涉及的人员应包括工程师、运行操作人员、具有特定技能或经验的专家(防腐、内检测、管道保护工等)。本标准的使用者应熟悉相关的管道安全规范及管理条例,包括对管道运营公司有书面的管道完整性管理系统、进行基线评估和定期评估管道完整性等要求。

0.2 指导原则

在建立这套管道系统完整性管理标准的过程中,遵循的指导性原则贯穿于整个标准中。在许多章节中可以反映出来,在此列出以供使用者从一个更高的角度来理解管道完整性。

- a) 应把完整性思想纳入最初的计划、设计和建设中。管道的完整性管理应始于完善的管道设计和建设中。建设新管道的准则可以从很多普遍接受的标准中找到,如《输油管道工程设计规范》、美国机械工程师协会(ASME) B31.4等。在应用这些标准和准则设计管道时,设计部门应考虑管道经过的地区和管道对该地区及附近居民的影响。新建管道工程不是本标准的主题,但管道的设计规格和施工情况为完整性管理系统提供了重要的原始信息。
- b) 系统完整性是建立在良好的员工素质基础上。使用明确的规程对设施运行和维护。物质设备的完整性只是整个系统的一部分,可减少事故数量、降低事故的不良影响。完整的系统还包括设备操作人员及其所遵循的规程。综合的完整性管理系统应是人员、规程和设备三方面的统一。
- c) 完整性管理程序应具有灵活性。完整性管理系统应根据每一个管道运营公司的特定管道条件量身定做。此外,该程序应根据管道设计、运行、环境变化等条件的改变,以更新的操作和其他完整性相关数据的加入而不断进行评价和修改。要求进行持续评估是为了保证管理系统使用新技术,并使程序和管道运营公司的经营活动相结合,有效支持管道运营公司的完整性目标。
- d) 管道运营公司有很多降低风险的方法可选择,如可以更换设备的零件或者整个系统,可以为操作人员提供更多的培训,可以改变工艺和程序,或者把上述方法结合使用,从而更大程度地减小风险。

- e) 信息综合是完整性管理的关键组成部分。完整性管理框架的一个重要因素就是要在决策过程中综合所有可用的信息。管道运营公司可以通过信息来了解管道的一些重要风险, 这些信息可以从很多渠道获得。管道运营公司处在收集和分析信息的最好位置。通过有效的信息综合, 可以确定事故风险最大的区域, 并且做出降低风险的最佳决策。
- f) 准备和进行风险评估是管道完整性管理的关键因素。风险评估是一个分析的过程, 在此过程中管道运营公司可确定危害管道完整性的事件的种类或条件, 这些事件和条件可能导致完整性丧失, 以及管道失效后果的本质和严重程度。分析过程包括有关管道系统的设计、建设、运行、维护、测试和其他信息的综合和分析。风险评估可以有不同的范围、详细程度和分析方法, 但最终目的是识别风险和对风险进行重点排序以便管道运营公司做出解决问题的决定。
- g) 管道完整性的风险评估是一个连续的过程。分析管道系统的风险是一个持续的工作。管道运营公司应定期收集增加的信息和系统运行经验, 这些信息应当应用在对系统风险的分析中。理解了这些风险信息的重要性和相关性后, 管道运营公司可能要相应调整完整性计划。这可能导致检测方法或频率发生改变, 或根据数据变化进一步改进管道系统。随着变更的完成, 在一个单一管道运营公司内的不同管道和不同的管道运营公司将处于实现管道的无事故运行目标的不同位置。每一条管道系统和每一个管道运营公司都需要特定的目标和方法监测完整性的改进, 评估进行进一步改变的必要性。
- h) 对严重缺陷应采取风险减缓措施。管道运营公司应采取行动解决在评估和信息分析过程中发现的完整性问题, 管道运营公司应该对缺陷进行评估, 找出那些对管道完整性有危害的缺陷, 并采取措施减缓或者消除有害缺陷。
- i) 应评估并采用新技术。应了解新技术并将其纳入完整性管理系统中。新技术能提高管道运营公司对管道的风险评估能力, 从而提高管道系统的完整性。

管道运营公司应该定期对新技术进行评估。新技术能提高管道运营公司对管道状况的了解并为降低管道风险提供新的方法。管道运营公司应了解现有有效技术和工艺, 并把最合适的技术应用在特定的风险段, 从而将潜在危险降到最低。

- j) 管道系统的完整性和完整性管理程序应在规范的基础上进行评估。管道安全主管部门为管道运营公司提供了完整性管理方法的定期总结。主管部门鼓励管道运营公司进行内部总结以确保完整性管理取得预期的目标。一些管道运营公司可以雇佣第三方来协助评估。

危险液体管道的完整性管理

1 范围

本标准适用于原油、成品油、轻烃管道的完整性管理，其他液体管道可参照本标准执行。

本标准专门为管道运营公司提供已经被工业实践证明的管道完整性管理方法。本标准专用于从一个清管装置到另一个清管装置之间的管道，但其过程和方法应用于所有管道设施，包括管道站场、库区和分输设施。对于管道站场、库区和分输设施，本标准有明确的章节提供指南。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所做的所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 16805—1997 液体石油管道压力试验（eqv API RP 1110）

GB 50253 输油管道工程设计规范

3 术语、定义和缩略语

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1.1

异常 anomaly

管材和焊接的异常。可以通过无损检测，如内检测来发现。

3.1.2

当前最大运行压力 current established maximum operating pressure

实际的最大运行压力，有时与设计最大运行压力不同。

3.1.3

当前运行压力 current operating pressure

系统在稳态工作时，管道中任一点的压力（净水头压力、克服摩擦力所需压力和背压之和）。

3.1.4

最大稳态运行压力 maximum steady state operating pressure

系统在稳态下工作时，管道中任一点的最大压力（净水头压力、克服摩擦力所需压力和背压之和）。

3.1.5

正常运行压力 normal operating pressure

系统在预定稳态工作时，管道中任一点的压力（净水头压力、克服摩擦力所需压力和背压之和）。

3.1.6

安全运行压力 safe operating pressure

按腐蚀管道剩余强度公式计算出的压力。此处所有的腐蚀管段应能承受 1.39 倍的最大运行压力。

3.1.7

缺陷 defect

类型或尺寸超过了可接受标准的缺陷。

3.1.8

最终内检测报告 final in-line inspection report

由内检测服务商提供的对内检测数据进行综合描述的报告。另见初步内检测报告。

3.1.9

高后果区 high consequence area

指管道泄漏会在敏感地区造成较大不良影响的区域（指人口高密度区域或其他人口稠密区或商业水道）。主要包括以下几类地区：

- a) 人口高密度区，是指城市化地区，该地又有至少 50000 人口，人口密度每平方千米至少 390 人；
- b) 其他人口密集区，是指人口集中地区：如城市、城镇、乡村和其他指定的居住或商业区；
- c) 航道，是指存在商业航运的水道；
- d) 环境对油品泄漏非常敏感的区域。

3.1.10

不完整 imperfection

在检测中发现的斑点或者不连续性，但在工程或检测分析中可能满足评定标准。

3.1.11

指示 indication

无损检测或者是检测技术的发现。指“管道的在线无损检测”。

3.1.12

减缓措施 mitigation or mitigative action

在评估风险因素的基础上采取合适的措施来降低风险水平。这些措施包括进一步的测试和评估、改变管道所处环境、改变管道运行环境和进一步监测、改变管理系统变化、管道修复。

3.1.13

初步内检测报告 preliminary in-line inspection report

在较短时间内完成的报告。提供给管道运营公司，对管道安全构成直接威胁的缺陷列表。通常由管道运营公司确定需要报告的参数。另见最终内检测报告。

3.1.14

风险 risk

由事故发生概率和后果严重程度来计量的损失。

3.1.15

风险评估 risk assessment

用系统分析方法来识别设备运行过程中潜在的危险、确定发生事故的概率和事故的后果。风险评估可以有不同的范围，并且根据管道运营公司的目标来确定要达到的详细程度（见第 8 章）。

3.1.16

风险管理 risk management

一套完整的程序，包括：识别某一区域或设施的潜在风险，依据事故概率和后果评估这些风险，通过降低概率或后果或两者都降低来减缓风险，检测风险减缓措施的有效性。

3.1.17

A 型套筒 type A sleeve

A 型套筒是由放置在管道损伤部位的两个半圆的柱状管或两片适当弯曲的钢板，并经侧缝焊接组合而成。A 型套筒用作管道损伤部位的加强件，不用焊接可直接安装在管道上。

3.1.18

B 型套筒 type B sleeve

B 型套筒是由放置在管道损伤部位的两个半圆的柱状管或两片适当弯曲的钢板，并经侧缝焊接组

合而成。B型套筒的末端应与管道进行焊接，套筒侧缝宜采用对接焊接方式。

3.1.19

严密性试验 stand-up (operational) test

对管道或管段进行压力试验以确定其严密性。

3.1.20

终端 terminal

位于陆上接受或转运来自管线或油库的原油或成品油的中转站或交接门站。

3.1.21

一呼即通系统 one-call system

一种管道通信系统，在管道发生事故时，发现人通过此种系统能立即向管道主管部门报告事故发生的具体位置和情况。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本标准。

3.2.1

MOP 最大运行压力

3.2.2

HCA 高后果区

3.2.3

P&ID 管道和仪表图

3.2.4

PLC 可编程逻辑控件

3.2.5

SCADA 数据监测和采集系统

3.2.6

TPD 第三方破坏

3.2.7

ERW 电阻焊

3.2.8

LOF 失效概率

3.2.9

CFR 美国联邦法规

4 完整性管理程序

4.1 概述

管道系统的完整性管理应由几个固定的关键要素组成。本章对包括这些关键要素用程序框架进行了说明。图4-1为完整性管理程序框架。本标准给出的程序提供了在开发综合的完整性管理系统时业界认可的经验。

图4-1提供了不同管道运营公司开发完整性管理系统的通用框架。开发完整性管理系统时，管道运营公司要考虑其自身的完整性管理目标和任务，然后运用已有的或开发新的方法来实现。有许多不同的方法，从相对简单到复杂的系统，来实施图4-1中的不同要素。没有对管道系统的所有情况都适用的方法，本标准对设计完整性管理系统时保持灵活性给出了指导。完整性管理系统应是一个高度综合的、循环的过程。尽管图4-1描述的单元容易用图解顺序显示，但在不同的单元间存在大量的信息流和相互影响。例如，风险评估工具的选用，就取决于完整性相关数据。相反地，当进行风

险评估时，为了更好地确定潜在的完整性问题，常常需要采集更多的数据。这些数据收集和风险评估单元是紧密联系的，并可能重复多次，直到管道运营公司满意管道风险评估的性能。

本章概述了流程中的各个单元，本标准的其他章节对每个单元进行了详细描述。图 4-1 给出了本标准详细介绍的部分以方便使用者。

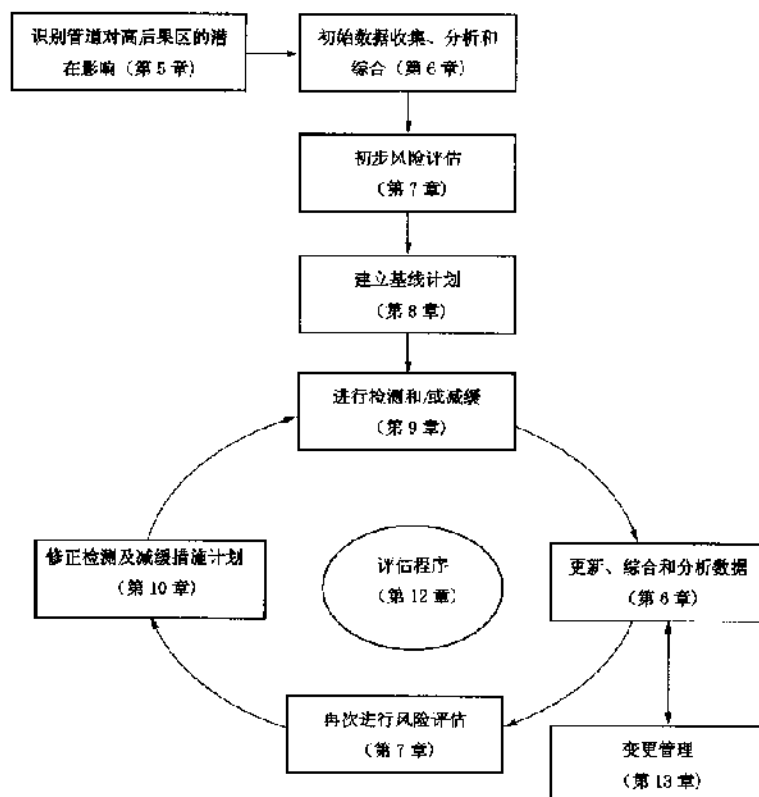


图 4-1 完整性管理系统框架

4.2 管理框架

- a) 识别管道对高后果区的潜在影响。本管理框架包括识别管道泄漏发生后能够对高后果区产生影响的管段。高后果区识别包括在管线走向图上找出高后果区，画出管道的位置，并确定哪个管段泄漏能够影响到高后果区。本标准第 5 章提供了进行此工作的指南。
- b) 初步的数据收集、分析和综合。首先要对潜在的风险信息进行综合，这是确定管道对高后果区和其他地区潜在的完整性威胁的第一步。在本单元中，管道运营公司应进行初步的数据收集、审核和综合，以便了解管道的状况并识别对管道完整性构成威胁的管段。进行风险评估所需的数据有：运行、维护、巡检记录、管道设计、运行历史以及对每个系统和系统中管段的特定失效模式和独特关注。第 6 章简要地介绍了在风险分析中有用的数据源和常用的数据单元以及数据分析、综合方法。对于刚刚开始完整性管理的管道运营公司，初始的数据收集可以将重点放在有限的几项参数上，以便容易地识别出对完整性构成较大威胁的因素。
- c) 初步风险评估。本单元中利用收集的数据进行管道系统风险评估。风险评估开始于系统、全

而地找出对管道系统或设施完整性的潜在威胁。识别潜在危险不要局限于已知风险种类，还要去找新的风险。通过对前面收集到的信息和数据进行综合的评估，风险评估程序可以识别可能导致管道完整性降低的特定位置的事故或状况或事件和状况的组合。风险评估的结果应该包括管道系统上最重要的风险的种类和位置。

不同的风险评估方法在细化程度和复杂程度上有很大的不同。有些管道运营公司没有正式的风险评估程序，但初步筛选的风险评估在合理的资源配置方面很有效。在筛选风险评估过程中，管道运营公司主要对失效可导致严重后果的地区（例如高后果区）进行评估，风险评估和数据收集应以能够识别这些导致管段中最可能的失效机理为目标，而不应涉及太大范围。受制定基线评估程序的时间限制，一些管道运营公司可能会发现筛选风险评估方法是对要完整性评估的管段进行优先排序的最有效的方法。

在识别出系统中最重要的风险后，下一步是确定采取何种预防或者减缓措施来降低风险。内检测和水压试验是识别对完整性构成威胁的缺陷的最有效方法。风险控制和减缓过程包括：

- 1) 识别能够降低事故概率、减小事故后果或者既降低事故概率又能减小事故后果的方法；
- 2) 对各种方法进行系统的评估和比较；
- 3) 选择并采取风险控制的最优方法。

现在有很多进行风险评估和识别风险控制的方法。第7章介绍了如何有效地开发和应用风险评估方法。

- d) 制定基线评估计划。利用初步风险评估（或者是筛选评估）的结果，可制定确定最重要风险和评估管道系统完整性的方案。这个方案应包含完整性评估方法（如内检测或者是水压试验）和在风险评估中识别的预防及降低风险的方法。对能够影响高后果区的管段，编制基线评估计划。评估计划应包括内检测技术、水压试验及其他评估管道完整性的方法、进行评估的时间表和选择所用方法的理由。第8章介绍了多种可用的内检测技术、选择评估的方法和制定内检测和水压试验时间间隔的方法。
- e) 检测或减缓。本单元执行基线评估计划，对结果进行评估，对能够导致管道失效的缺陷进行修复。第8章说明如何按照内检测结果对需要检测和修复的管段进行风险排序。附录B说明了对不同类型缺陷进行修复的技术。

如前所述，风险评估可能会发现以前未发现的危险。例如，如果认为挖掘对管道的损害是对特定地区的严重威胁，管道运营公司可以选择增加巡检频率，增加公众教育、改善管道标志、加强管道占压清理、主动与当地的有关部门加强联系，提高挖掘者的意识来减少TPD。第9章也提供了风险控制和减缓活动的方法。

- f) 更新、综合、分析数据。在完成最初的评估后，管道运营公司应增加、更新管道的信息。将这些信息保存并加到数据库里，用于支持将来的风险评估和完整性评估。此外，随着系统的持续运行，应收集更多的运行、维护、检测和其他数据，使数据库得到进一步充实和更新而支持完整性管理。
- g) 重新评估风险。应该定期地进行风险评估以适应新的运行参数、管道系统设计的改变（新阀、新更换的管段、修复工程等）、运行变化（流速的改变、压力分布变化），并分析上次风险评估后外部变化造成的影响（例如人口迁入到新的地区）。完整性评估的结果，例如内检测、水压试验的结果，在未来的风险评估中也应考虑。这样可以保证分析是建立在对管道状态了解的基础上。
- h) 修改减缓和检测计划。应把基线评估计划转变成反应新信息和完整性新威胁的评估计划。随着新风险或者对已知风险变化的识别，应采取进一步的适当的预防或减缓措施进行应对。此外，新的风险评估结果也应对将来的风险评估进行支持。第10章讨论更新完整性评估计划。第8章讨论了确定内检测和水压试验频率的方法。

- i) 评估程序。管道运营公司应该收集运行信息,定期评估其完整性评价技术、管道修理活动以及其他预防和减缓措施的有效性。管道运营公司还应该评估管理系统及支持完整性管理决策程序的有效性。第 12 章说明了如何进行效能评估及审查完整性管理系统。
- j) 变更管理。管道系统和其运行所处的环境并不是一成不变的。应在系统的设计、运行、维护变更实施前,对管道的潜在风险进行评估。此外,还应对管道所处的环境变化进行评估,并把这些变化包括在以后的风险评估中。第 13 章讨论如何对与完整性管理相关的变化进行管理。

完整性管理不是一次就可以完成的。图 4-1 下部的环形表示,完整性管理是一个监视管道状态、识别和评估风险、采取措施将最主要风险降低到最小程度的一个连续的循环过程。应对风险管理进行周期性的更新和修改以反映管道当前的运行状态。这样,管道运营公司就可以用有限的资源来实现无误操作、无泄漏的运行目标。

最后,标准的第 11 章介绍了管道附属设施需要做特殊的考虑,例如泵站和终端在开发全面、广泛系统的完整性管理时需要特殊考虑。尽管图 4-1 的框架图也适用于这些设备,但是设备的完整性评估、风险评估、测试、预防和减缓措施与管线的不同。第 11 章专门讨论了如何进行泵站和终端的评估。

本标准要求管道运营公司开发和应用书面的完整性管理系统。该完整性管理系统应包括:

- a) 识别在泄漏事故中可能对高后果区造成影响的全部管段。
- b) 对识别出的管段编制基线评估计划。
- c) 管道运营公司对每一管段如何执行完整性管理系统的框架。

本标准的第 4 章对管道完整性管理程序进行了综述,并指出了建立所需框架的必要步骤。

用来评估能够影响高后果区管段情况的基线评估计划应包括:

- a) 识别能够影响高后果区的所有管段。本标准的第 5 章说明了获得有关高后果区区域内信息的途径以及如何确定管段是否能够影响高后果区。
- b) 确定用于评估每一管段完整性的方法。进行完整性评估的可行方法可以是内检测、水压试验或者管道运营公司证明有效的其他方法。
- c) 提供完成每个管段初步评估的时间表。
- d) 解释制定完整性评估方法和时间表时所用的方法和所考虑的风险因素。标准的第 6 章和第 7 章给出了制定完整性评估计划时,选择重要的风险因素和对管段进行重点排序的方法。第 8 章介绍了不同的完整性评估方法和工具,以及在特定情况下选择合适方法时应考虑的主要依据。

管道运营公司要定期检测评估计划以确保其总是能够反映对高后果区有威胁的管段进行评估时的适当顺序。如果有必要,可以依据初步完整性评估、其他维护和监测数据的情况修改基线评估计划来反映新运行经验。

本标准中的指导原则适用于整个管道系统,而不仅限于高后果区。

在对完整性评估结果进行评价的过程中,管道运营公司应把从其他渠道获得的信息与检测或者实验结果相结合以充分识别和描述对管道完整性的潜在威胁。其他信息渠道包括阴极保护数据、密间隔电位测试、以前的内检测结果、运行和泄漏历史、巡线报告、裸管报告等。标准的第 6 章说明了采集、分析、综合信息和数据的方法。通过这种评估,管道运营公司可识别能影响管道完整性的特征的位置、状况和相对风险。管道运营公司应应用基于风险的方法对修理和要减缓风险的行动进行排序,通过此行动应能立即发现任何可能在近期导致泄漏或失效的缺陷或其他问题。本标准给出了对内检测中识别出来的一些异常进行修复或采取减缓措施的时间限制,第 8 章对缺陷重点排序和制定修复时间表给出了相关指导。

作为动态完整性管理的主要部分,管道运营公司要定期对可能影响高后果区的管段的完整性

进行再次评估，该期限至多不应超过5年。管段的危险用来在5年期内确定合适的评估间隔。如果可靠的工程评估方法与其他的外部监视活动对管道的状态有更明确的认识，允许管道运营公司可以适当延长5年的间隔。第7章描述的风险评估方法为建立更长的检测间隔提供了技术判据。如果针对某一具体管段的评估技术无效，那么也允许进行变化（例如新的更精密的内检测设备）。进行这样的变化时，要求管道运营公司事先通知管道安全主管部门，并且以文件的形式论证该决策。

完成基线评估后，管道运营公司应对能够影响高后果区的管段进行风险分析。分析应该识别和评估进一步采取预防和减缓措施保护高后果区的必要性。这些措施包括增强危害预防程序、增加阴极保护监测、缩短巡线和检测间隔、加强培训、增加应急响应演习以及其他管理控制。第9章描述了一系列常见的风险预防和减缓方法，可用于提供额外的保护。管道运营公司还应明确在高后果区内应急截流设备和增加泄漏监测系统的必要性。

如前所述，要求管道运营公司开发和应用的完整性管理系统，应包括以下因素：

- a) 确定哪个管段影响高后果区（第5章）。
- b) 基线评估计划（第8章）。
- c) 对处于高后果区的管段定期进行完整性评估（第5章和第10章）。
- d) 综合所有关于管道完整性的可用信息和进行失效后果分析的程序（第6章讨论信息来源，第7章讨论综合数据，识别管道风险的风险评估过程）。
- e) 对完整性评估方法所识别的问题进行修复或减缓（第9章）。
- f) 识别和评估保护高后果区的预防和减缓措施（第7章描述了基于风险的决策过程）。
- g) 判断完整性管理有效性的方法（第12章）。
- h) 由有资格的人员，在适当的时间后回顾完整性评估结果。

管道运营公司开发和应用每个因素的方法应写进框架中。

管道运营公司应对识别记录进行维护，应有书面的完整性管理系统的描述，包括其完整性管理系统的每一个因素如何应用。用于程序一部分的支持决策和分析的文件也应列出。在规范允许变化和偏移的情况下，管道运营公司应将关键的完整性管理技术判定编成册。

5 高后果区

5.1 识别高后果区

高后果区常简称HCAs，是指管道泄漏会对人口、环境、商业航道造成很大影响的地区。高后果区的定义见本标准第3章的定义，上述定义为引用美国的标准，高后果区在我国定义还应根据我国相关的法律、法规及实际情况确定。管道运营公司应该对高后果区进行定期评估，并且管道运营公司自身应该对管道完整性的规定和高后果区的定义比较熟悉。管道运营公司在制定完整性管理项目的时候，应要考虑本标准定义的高后果区。随着时间的推移，人口和环境资源数据发生变化，高后果区的地理位置也会变化。因此管道运营公司应定期确保其完整性管理考虑最新的由政府部门提供的高后果区的位置信息。

5.2 运用高后果区信息

完整性管理系统中，高后果区的信息要在以下方面用到：

- a) 数据采集；
- b) 风险评估；
- c) 检测和减缓。

高后果区的信息还应包括在管道运营公司应急计划里。

5.3 确定管段是否会影响高后果区

作为数据采集和综合的一部分，管道运营公司应确定可能在泄漏事故中影响高后果区的管段或系

统。管道运营公司应注意在高后果区的穿越管段以及靠近这些管段或者系统的高后果区。除了这些管道，管道运营公司要评估管道、相关的泵站和分输站所影响的区域。高后果区的区域大小和复杂程度各不相同。确定潜在的高后果区时，管道运营公司应考虑如下因素：

- a) 包括可能的排空需要的排放对健康和安全的影响。
- b) 输送介质的性质（成品油、原油、高挥发性液体）。
- c) 管道的运行条件（压力、温度、流速等）。
- d) 高后果区的地形。
- e) 管道的水力坡降。
- f) 管道的管径、可能的泄漏量、两个隔离点的距离。
- g) 管道穿过的或者是管道附近的高后果区的类型和性质。
- h) 管道和高后果区之间可能的自然通道。
- i) 地区内存在的潜在的自然外力（洪水区、地震区、沉陷区等）。
- j) 反应能力（发现时间、泄漏的确认和定位、反应时间、反应特性等）。

管道运营公司要建立对潜在影响区的认识，将高后果区的信息包括在内，以便将来进行风险评估时利于运用。

5.4 编写高后果区信息文件

管道运营公司应将其从管道安全主管部门或者其他渠道获得的信息写进高后果区信息文件中。

除了在管道安全主管部门获得信息外，管道运营公司还应把其在监督风险评估实施、管道通行带检测或其他与高后果区相关的活动中识别的高后果区信息写入文件中。

6 数据采集、分析、综合

本章主要是为管道运营公司的管道系统完整性管理所需获得的数据提供一个系统的方法。大多数管道运营公司会发现他们已经收集了这里提到的大部分数据。本章系统地总结了支持完整性管理系统可能需要的有用数据。但并不是所有的管道系统都需要这里介绍的数据。

所需数据的类型取决于缺陷的类型和预期的失效模式。管道运营公司不仅要考虑可以预料到的失效类型，还要考虑是否会出现以前在系统运行中没有遇到过的失效类型。本章给出了许多数据类型。这些数据类型已用作组织工具的失效模式（或潜在缺陷）组织起来，这样可以更好地定义和使用信息。这里已经列出了不同类型的数据，并且指出了常见的缺陷和失效模式，目的是帮助使用者理解相互关联数据的必要性和重要性。没有必要把所有缺陷类型和失效模式列出来，管道运营公司要评估其系统以识别出需要包含的缺陷和失效模式。

本章涵盖了管道完整性管理的数据采集、分析和综合，分为五部分进行讨论，分别是：数据来源、数据识别与定位、常用参考系统的建立、数据采集和分析、数据综合。

6.1 数据来源

采集数据的第一步是识别管道完整性管理所需的数据来源。数据来源可分为以下五类：

- a) 设计、材料、施工记录。

设计信息用来确定设计压力与其他载荷、管道公称直径和设计壁厚。材料信息包括钢材等级、焊接类型、焊接程序类型、涂层类型、管材制造商和有效的材料认证记录。重要的施工记录包括竣工图、管道敷设程序、现场弯曲和焊接程序、回填土类型、覆土深度以及稳态和瞬态条件下的过压保护逻辑线路等。

- b) 管道建设占地记录。

管道建设占地记录用来确定管道位置。这个信息对于确定管道可能影响的地区、建立巡检程序以及防止 TPD 非常重要。

- c) 运行、维护、检测和修复记录。

运行数据和控制程序用来确定最大运行压力、压力波动、运输介质、运行温度、控制和通讯硬件和软件、操作者资质和培训等。维护记录用来确定防腐及其他保护管道完整性措施的效果。内检测和检测数据用来确定腐蚀、凹陷、裂纹和其他缺陷的位置。修复记录来确定已发生过或将来可能发生的问题。这些记录也应识别那些已被解决问题的具体位置。

d) 用来确定高后果区和敏感区管段的记录。

这类信息用来建立受影响区及这些受影响区与管道沿线地区关系（见第6章）。任何评估环境影响的报告都应作为数据来源之一。

e) 事故和风险报告。

泄漏和污染报告对于完整性的后果分析是非常重要的。安全和事故应急反应也应包括在内。

6.2 数据识别和定位

6.2.1 确定需要的数据

要采集的数据种类和数量取决于管道系统、选定的风险评估方法和将做出的决策。数据采集的方法应由风险评估专家组决定。专家组也决定为最初的风险评估采集什么样的数据（参见第7章）。

根据要评估的管段数量和现有的资源，可能促使风险分析小组首先从回顾或浏览分析影响管道的最严重问题，即风险最高的地方入手开始工作。所以，最初的数据采集只针对相对必要的的数据。随着风险分析过程的展开，数据采集的范围也应相应扩大，以支持详细的分析和结果的改进。这样，当管道运营公司重读本章时，已有的数据类型就可以帮助读者在识别管道数据源时帮助其编制计划。

6.2.2 给需要的数据定位

管道运营公司的数据可以有不同的形式和格式，他们可能没在单一的位置储存或更新，这取决于当前是否使用和需要这种数据。第一步是将完整性管理所需的数据列一清单，并确定数据的来源。数据通常包括：

- a) 管道和设施图。
- b) 管道走向图。
- c) 管道航测图。
- d) 设备布置图及分布图。
- e) 竣工图。
- f) 勘测报告和图纸。
- g) 运行和维护程序。
- h) 应急反应程序。
- i) 检测报告。
- j) 事故和风险数据。
- k) 修复和维护记录。
- l) 试验报告和记录。
- m) 事故报告和运行历史。
- n) 管理记录。
- o) 管道设计和施工报告。
- p) 技术研究。
- q) 运营公司的标准和规范。
- r) 设备档案。
- s) 工业标准和规范。

6.3 建立一个常用参考系统

作为数据综合的一部分，带有多种参考标准、来源于不同渠道的数据单元需要转换并与一个始终

不变的参考系统对应起来,以便数据的结构能与同时发生的事件特征对应起来并定位。

常与管道相关信息捆绑的参数(括号里为示例)包括:

- a) GPS 坐标(经度、纬度)。
- b) 里程表读数(100.387m)。
- c) 千米数(10.5km)。
- d) 工程位置(136+20)。
- e) 地表参照物(FM12 以北 300m)。

数据精度定义将与风险评估(将在第 7 章中讨论)的结论匹配给出。

6.4 数据采集

采集数据时,应尽量采集质量和一致性最好的数据。当对数据的质量和一致性有怀疑时,要对该数据予以标志,以便在风险分析时给以适当的处理。如果数据有疑问,则不能用来做为参考。

输入数据的准确度也应考虑。数据是在特定的管段上收集的,只对特定的管段有效,应将此管段标记下来。应尽量利用管道沿线的实际数据(例如,如果可以采集到各个管段局部的数据,就不要假定整个系统的性质相同),尽量减少假设数据的数量,因为假设数据不会增加整个分析的准确性。数据的分辨率将在第 7 章风险分析中给出。

如果没有风险分析中所需的数据,管道运营公司应该把所缺的数据标出来。风险评估小组要讨论收集所缺数据的必要性和迫切性。

通常所收集的数据可分为五类,见表 6-1。表中列出了多数管道运营公司认为在完整性管理中很重要的数据类型及与这些数据相关的重要因素。某个特定的管道运营公司通常不必收集表中列出的所有数据类型。此外,某些管道运营公司可能需要收集表中未列出的数据类型。要根据所选的风险分析方法(见第 7 章)和对特定管道特定的完整性威胁因素来确定需要收集的数据类型。

表 6-1 数据采集类型

数据类型	因素举例
设计、材料、施工数据	
管段名称	识别标志
管道路线坐标	高后果区、施工位置、GPS、里程桩
管径	应力,潜在的泄漏量
管道壁厚	MOP, TPD
管道等级	MOP
设计运行压力和安全系数	MOP, TPD
钢管类型: ——电阻焊(ERW); ——在新管道管中使用的高频焊接; ——在老管道管中使用的直流或低频焊接; ——在老管道中常用闪光焊接的方法; ——埋弧焊(SAW); ——现代管道常用的双面埋弧焊接(DSAW); ——老管道常用的单面埋弧焊(SSAW); ——无缝焊接在管道用管中很少应用	韧性、裂纹类缺陷、冶金缺陷

表 6-1 (续)

数 据 类 型	因 素 举 例
管材制造商和生产日期	历史问题
建设日期或者年龄	目前的工艺水平
焊接质量和检测	焊缝失效
涂层类型	外腐蚀、应力腐蚀开裂
涂层状况	外腐蚀
阴极保护类型	外腐蚀
阴极保护状况	外腐蚀
泵站、增压站、终端	潜在泄漏量
阀位置、测试要求、关闭时间	潜在泄漏量
土壤类型(沙土、岩石、黏土等)	外腐蚀、应力
附件、法兰、油嘴、死角和工艺管道	腐蚀、正确的测定
路权数据	
管道用地宽度	TPD
埋深	TPD
管道用地状况	TPD、准许入口/出口
巡线频率: ——空中巡线; ——升车巡线; ——步行巡线	TPD
侵入检查和减缓	TPD
管道标志	TPD
地方法规和土地所有各名单	公众教育
土地使用情况——乡村、城镇、农场、工业区	TPD
公路和铁路穿越——有套管的、无套管的	外腐蚀、TPD
河流、小溪、湖泊穿越	后果、泄漏控制
管道和其他设施穿越, 管道占地共享	腐蚀干涉、TPD
社区关系	公众教育、TPD
公众的管道意识	公众教育、TPD
一呼即通系统的使用, 有效性、反应时间	TPD
控制时管道运营公司人员在场	管道状态、外腐蚀、TPD
管道裸露报告	管道状态、外腐蚀、TPD
运行、维护检测和修复数据	
内检测结果	管道状态、外腐蚀、TPD
内检测异常评估结果	管道状态、外腐蚀、TPD
水压试验数据	管道状态、外腐蚀、TPD

表 6-1 (续)

数 据 类 型	因 素 举 例
SCADA 及泄漏检测	潜在泄漏量、反应时间、泄漏预防
控制中心和现场协调程序	误操作
事故应急响应计划、演习和培训	反应时间、减小泄漏
泄漏管理计划	泄漏控制、后果、高后果区
通讯和电力系统失效备用方法	误操作
操作人员素质和培训计划	误操作
管输产品 (原油、汽油、航空煤油、高挥发液体)	后果
压力变化循环和压力分布图	管道失效、疲劳、过压保护
运行温度	管道失效、涂层破坏、应力腐蚀开裂
外界温度	泄漏性质——蒸汽云、产品流动特性
大气状况和数据	外腐蚀
管/地电位	外腐蚀
密间隔电位检测	外腐蚀
阴极保护检测	外腐蚀
涂层状况和检测	外腐蚀
管道埋深检测	TPD
管道改线、钢管更换、管道沉降	TPD
河流、小溪、湖泊、航道中的管道保护	TPD、后果
不稳定地带的管道保护和监测	泄漏预防
确定可能影响敏感区的管段的记录	
接近引用水, 150m, 750m, 1.6km, 8km~16km 范围内	后果、高后果区
接近人口密集区	后果、高后果区
接近居民区	后果、高后果区
接近游览水域	后果、高后果区
接近航道	后果、高后果区
接近农田	后果、高后果区
靠近公园和森林	后果、高后果区
靠近商业捕鱼区	后果、高后果区
接近敏感地区	后果、高后果区
接近其他重要地区	后果、高后果区
事故和风险数据	
过去的事故、泄漏和未造成严重后果的误操作: ——地点; ——失效原因和根本原因; ——后果; ——补救措施; ——修理历史; ——占压历史	失效模式、泄漏预防和控制

表 6-1 (续)

数 据 类 型	因 素 举 例
空气、土壤、水的采样程序	后果、腐蚀
潜在的对人身安全的影响	后果、高后果区
潜在的峡谷中泄漏	后果
潜在的环境影响（空气、土壤、水）	后果、高后果区
潜在的火灾	后果、高后果区
潜在的经济损失： ——人身安全、伤害和死亡； ——对空气、土壤、水的危害； ——功能损失、合理费用、罚款等； ——建替代饮用水源的费用、管道停输、燃料缺乏	后果、高后果区
其他公司和工业系统的历史	失效模式
注：本表列出了不同的管道运营公司在管道完整性管理中使用的数据。特定的管道运营公司不一定需要表中的所有数据类型。但是，管道运营公司可能需要表中没有列出的数据类型。给出的相关因素的例子用来说明数据的必要性。管道运营公司需要考虑系统的因素来决定收集什么类型的数据。	

6.5 数据综合

风险评估和数据维护的质量在很大程度上取决于是否使用现有的信息以及一段时间内进行状态监测情况。

在管道运行期间，要收集大量的检测和监测信息，例如阴极保护参数、密间隔电位测试、内检测结果、管道涂层检测、阀门数据（包括关阀速率）、密封试验数据、估计泄漏量数据等。这些数据可能归属于不同的部门，收集、整理、统一成易于相互比较的形式可能要花相当大的力气。

随着基于风险的评估系统的应用和管道的修理、维护、检测和监测，数据的数量会越变越多。完整性数据应存储在电子数据库中。设计数据库时，需要重点考虑报告和数据输出的设计。这样就会大大简化管道完整性评估中对测量值和设计值的比较。

风险评估技术的优势在于其可把已有的数据和同时发生的高风险状态或事件进行对比。用户可收集到表明风险增高状态的数据，或能够确认或否定可能的风险状态的数据。数据综合是这种方法的重要的一部分。

表 6-2 列出了使用数据综合方法解答“管道某个位置 TPD 的可能性”问题的例子。

表 6-2 数据综合利用实例：TPD 的可能性

风险增加的指示	确认的活动 (确认或否定)
巡检频率 埋深 建设或者是耕种活动 TPD 泄漏历史 一呼即通系统	内检测凹陷调查 TPD 泄漏历史 管道裸露报告
问题：管道特定位置的 TPD 可能性？	

使用数据管理系统进行数据综合的优点还体现在以下几个方面：

- a) 能够储存大量的内检测和非内检测数据。
- b) 更易跟踪变化和参考点的更新。
- c) 来自于不同工具的数据可以相互参考使用（如带有凹陷的管道可能会进一步腐蚀而增加凹陷的严重程度）。
- d) 更容易合并内检测信息和其他检测、评估信息（如在河流穿越处管段或者是接近高压电线段处腐蚀）。
- e) 可以存储、筛选、检索信息（如列出高后果区内的腐蚀缺陷深度大于40%）。
- f) 更容易采集和识别风险评估所需要的数据。
- g) 可以为数据库增加文件、照片、视频文件、图纸等，可以对用户明确地显示异常点的位置（显示附有管道地形图的航空照片并对指定的缺陷在管道上描绘）。
- h) 缺陷评估模型的综合（包括运行压力计算）可在计算最大运行压力的基础上对异常进行挑选和排序。
- i) 异常可在信息综合的基础上排序（如一个特定点的腐蚀坑和凿槽相连）。
- j) 完整性数据与其他数据管理系统兼容。
- k) 完整性数据可用于教育和培训雇员、承包商、公众。

按照公司或者行业数据标准来建设数据库能使管道运营公司把管道的运营情况和其他管道运营公司的运营情况做比较（见第12章）。

7 风险评估的执行

7.1 建立风险评估方法

建立风险评估程序时，管道运营公司应充分考虑其管道系统和运行特点，以确定哪种方法最合适。风险评估的最终目的是对系统中存在的风险进行识别和排序，这样管道运营公司就可以决定怎样、在哪里、什么时候去采取降低风险措施，从而提高管道系统的完整性。管道运营公司应确定什么样的信息对评估是有用的，以及如何用这些信息来提高风险评估的准确性和效果。

风险管理系统是一个连续的过程，应将其纳入到公司的日常运行中去。有效数据的综合利用（比较内检测结果、阴极保护测试站的性能、密间隔电位测试结果、是否接近高后果区、风险研究等）能够大大地帮助管道运营公司提高其维护管道、减缓风险和识别可能导致突发泄漏事故的能力。管道运营公司需要评估初始数据的范围、数据的更新，由人员对数据进行有效性分析，并设计和执行风险减缓行动。管道运营公司在选择要使用的数据类型（见表6-1）时，应该考虑下列因素：

a) 数据的完整性。

一套对风险评估有用的数据应该是尽可能完整的、一致的，应在风险评估范围内尽可能覆盖管道系统的所有部分。使用不完整数据会增加评估结果的不确定性，并且可能使结果无效或错误。但是某些初步的风险评估可以用很少或不完整的数据实施快速扫描大量资产，并将最初的风险分析聚焦在最重要的部位上。这些初步风险评估或风险扫描，可以用来建立基线评估计划或对管段进行排序，从而为更详细的风险评估做准备。风险评估的范围、目标和结果应明确地告知决策者，避免高估初步风险评估的结果。

b) 数据的质量。

数据若未进行持续地、系统的收集和不断更新、维护，同样会给风险评估带来偏差从而对结果产生有害的影响。管道运营公司应该尽量使用那些能够最好地反映管道确切、特定状态的数据。如果可能，应尽量避免使用整体假设数据（如定义整个系统的一呼即通状况为良好）。这样风险评估系统能识别一些有潜在问题的地区，并且使风险评估的结果建立在管道沿线的“实际”状态上。

c) 数据的即时性。

管道的状态随着时间的变化而变化。为了在风险评估中使用,也应监测和更新诸如人口密度、TPD 等信息类型。定期收集并将每年检测的阴极保护数据纳入风险评估中。在运行并使用风险评估结果决策的时候,使用者应考虑重要数据的变化情况。

d) 管道特定数据的重要性。

管道相关数据并不是同等重要的。管道运营公司应判断特定数据的重要程度。风险评估方法应该考虑特定管道系统历史失效规律,并将其与管道工业、其他经证实的工程经验、技术指南等相结合。

风险评估是完整性管理系统中非常重要的分析过程。尽管现在有许多不同的风险评估方法,但所有的方法都应回答以下问题:

——什么样的事件和/或状态能使管道系统失去完整性;

——这些事件和状态发生的可能性有多大;

——如果这些事件和状态发生了,会有怎样的自然或伤亡后果;

——这些事件和状态会产生什么样的总风险。

在选择了合适的风险评估方法后,管道运营公司还应回答如下一些重要的问题:

——依据风险评估的结果应做出怎样的管理策略;

——要从风险评估中得到什么样的具体结果来支持管理决策;

——需要什么等级的投入和资源(内部的和外部的)才能保证成功执行;

——风险评估需要多久能有结果。

7.2 管道风险定义

管道的风险是能够导致泄漏的事故或者状况(如严重腐蚀)发生的概率和泄漏后果严重性的乘积。在进行风险评估和做决策时,要慎重并充分考虑这两方面的因素。图 7-1 是风险的简单描述。

7.3 用风险评估方法估计风险

许多管道风险和完整性管理系统要用风险评估方法收集和处理数据以得到一个风险评估值。风险评估方法是通过一系列的关于系统如何设计、施工、运行、维护以及影响风险的环境和外力因素的数据和假设,来定义降低管道完整性的威胁(例如腐蚀、外力)和泄漏事件的后果之间的关系的一种工具。风险评估方法用易于测量或估计输入值(如清管结果、土壤状况、管道壁厚、涂层状况等)来预测输出风险值。预测结果的准确性取决于输入数据的质量及所用的评估输入和输出状况的风险评估方法中的内在逻辑关系的合理性。

把风险管理过程和风险管理方法进行区分是很重要的。风险评估是为了做决策而对风险进行估计。风险管理是一个全面的过程,包括风险评估、维护活动、数据更新后再次风险评估。风险评估方法是一个有效的,能够把数据和信息综合在一起的分析手段。这个手段可以帮助管道运营公司了解沿线风险的性质和位置。但是,不应仅仅依靠风险评估方法就确认风险,同样也不能只依靠风险评估方法就确定降低风险的策略。风险评估方法的应用过程中应由理论和实践经验丰富的人员对输入、假设、结果进行分析。该分析应该把风险评估输出和其他因素联系起来,如评估方法没有考虑的因素、重要假设的影响、由于缺乏数据或在制定策略和降低风险的行动前输入数据发生的变化所造成的不确定性的影响。

在管道工业和其他工业中已经应用了许多不同的风险评估方法。这些方法的主要区别是:

——在风险评估方法中相关知识、数据和逻辑关系的综合使用。

——风险评估方法的复杂程度和详细程度。

——输出的性质(概率或者是相对风险测量值)。

不管用什么样的风险评估方法,所有的技术都包括以下的基本部分:

a) 识别威胁系统完整性的潜在事件和状态。

b) 通过确定泄漏的可能性和泄漏的后果来确定这些事件和状态所代表的风险。

c) 对风险评估结果进行排序。

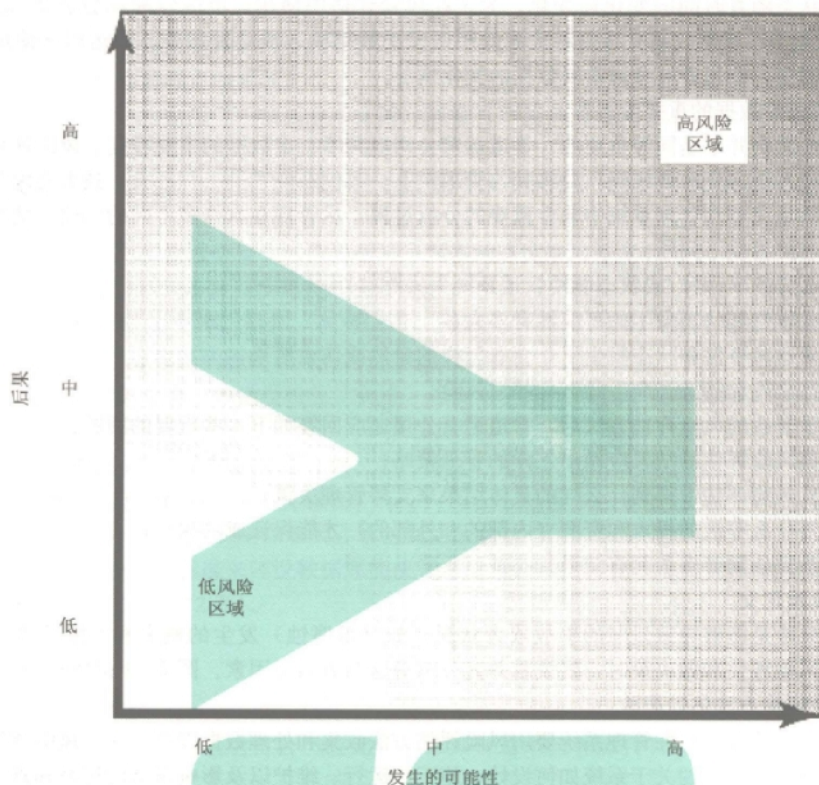


图 7-1 简易风险描述图

- d) 识别和评估风险减缓方法（可以是净风险降低，也可以是效果/成本分析）。
- e) 综合修复工程数据（例如一个反馈回路）。
- f) 重新评估风险。

最后，管道运营公司要选择满足风险评估任务要求的风险分析方法。因此，管道运营公司在制定长远发展战略时，要首先了解所使用的各种风险评估方法，明确各种方法的可用性，如各种方法的优势和局限。

7.4 好的风险评估方法的特征

风险评估应该是：

- a) 可构建性。基本的方法被构建在一起以达到完整的分析。某些方法使用起来比其他方法有固定的格式。越灵活的结构可能使用起来越简便，但其通常需要相关问题的专家更多的输入。然而，所有的风险分析方法都识别和使用逻辑方法确定数据对风险的发生概率和后果的影响。
- b) 充足的资源。优秀人员的配置和充足的时间以保证详细的分析。
- c) 建立在经验基础上。应该考虑过去事故的频率和严重性（在本系统或类似系统）。风险评估应理解和考虑一切校正措施以避免类似事故的再发生。风险评估应该考虑系统具体的运行历史和从现场、运行中、工程人员那里得到的其他知识。
- d) 预测性。风险评估应该是调查性质的，要识别出以前没有认识到的危及管道完整性的威胁。风险评估应该利用以前事故的记录，但更要注意将来可能发生的事故，包括以前没有过的事

故类型。

- e) 使用合适的的数据。一些风险分析决策是经过判断而得出的。但是, 相关数据尤其是在分析中的有关系统数据能够影响决策的置信度。
- f) 能够提供和识别反馈情况的方法。风险分析是一个重复的过程, 应该用现场调查和收集数据的方法来验证所做的假设。

7.5 风险评估过程的第一步

通常, 风险评估的第一步是召集公司的专家来识别潜在的能够导致管道失效的事件和条件、管道失效的后果、减小风险的措施。专家用其从经验丰富的工程师、管道管理人员、现场操作和维护人员那里得到的经验、实践知识、观察资料来判断对完整性构成威胁的来源并对其采取相应的措施。专家主要应来自风险管理部门、管道运营部门、腐蚀控制部门、工程建设部门、维护部门、安全部门、环保部门、规划部门和路权管理部门。这些专家应将重点放在潜在的问题和风险控制行动上, 风险控制行动应是在风险管理系统中有效的, 而且不会由于数据的缺乏而产生障碍。在风险评估开发程序的最后一步中, 将处理数据的可用性、收集特定数据的增量问题。专家组的首要目标是要根据其经验, 选择和建立起风险评估方法以便风险评估过程能够收集和综合管道运营公司数据库中可能没有的信息。

专家组可使用多种不同的已经证明有效的方法来对系统彻底的检测。这些方法包括:

- a) 大家集中讨论问题和潜在风险。
- b) 按照管道走向图沿着管道逐个管段进行检测。
- c) 使用清单或者树状图综合列出潜在的风险和完整性问题。
- d) 用简单风险矩阵定量说明不同事件的发生概率和后果。

7.6 风险评估

每一种广泛应用的风险评估方法都有其优点和局限性。在某些场合和决策适用的方法, 在其他场合可能就不适用。在选择风险评估方法的时候, 应该考虑下列问题:

- a) 风险评估方法的范围是否包括了管道沿线重要的失效原因和风险? 如果没有, 在将来如何对现在没有包括在内的风险进行评估和纳入。
- b) 已有管道的所有数据是否都已被评估(数据应该是具体管段的数据, 这样就可以确定不同的风险变量的进一步影响)? 能否根据评估需要改变分析尺度(如从泵站到泵站或者里程到里程)。
- c) 给出定量风险评估结论的逻辑结构是什么? 它是否能提供直接的数据收集和与维护。
- d) 风险评估方法能否用数字权重或者经验参数来计算风险并给出结果? 权重是否是建立在运行经验、管道运营公司经验或工业经验的基础上。
- e) 管道运营公司可否提供风险评估需要的基本输入变量? 管道运营公司的数据系统和管道数据更新程序可否有效的支持风险评估方法? 更新风险评估数据用以反映管道状态、操作经验、其他新数据变化的程序是什么? 风险评估中如何证明输入的数据是正确的, 并能准确的反映最新的管道系统情况。
- f) 风险评估结果能否为基于风险的决策提供足够的技术支持? 风险评估结果是否编写能足以支持基于风险决策的技术判定。
- g) 风险评估方法能否分析数据、结构、参数值的不确定性对结果输出和决策支持影响的分析? 风险评估方法能支持哪些敏感性和不确定性分析。

7.7 风险评估方法的核心部分

这部分说明了不同风险评估方法的共同特征。风险评估的技术和方法是不同的, 但他们有共同的特征。

典型的风险评估技术建立在逻辑结构程序上, 而这种逻辑结构程序主要是对导致管道失效的原因和管道沿线的失效后果的数据进行收集和分析。图 7-2 提供了一个这种逻辑层次的简单例子, 说明

了在许多风险分析方法中各种变量之间的关系。

典型的风险评估方法包括许多不同的设计、运行、维护变量，这些变量对管道失效有很大影响，也包括各种反映周围环境情况的变量（如人口密度、环境敏感区等）。根据每个管段是否存在这些变量来对管段打分或者评价，并按其重要性进行评估，综合确定管段风险水平。

风险评估是一个把概率和严重程度转换成风险值的过程。对管道系统或者管段而言，风险评估是把事件的频率和后果转换成风险值。风险值可以是定性的、定量的，也可以是二者的结合，这取决于概率和后果的分析过程以及管道运营公司的风险管理目标。

风险评估方法的灵敏度是变量数目和估计管道沿线变化能力的函数。某些技术要求用户评估长管段时使用一套固定的变量，而其他则综合了变化的性能数据（例如阴极保护值、内检测发现的异常数目等）的局部影响。

许多风险评估方法中，综合使用下列的变量来估算风险概率：

- a) 外腐蚀。
- b) 内腐蚀。
- c) TPD。
- d) 地面运动。
- e) 设计和材料。
- f) 系统操作。

后果评估方法综合使用下列的变量：

- a) 周边环境。
- b) 人口。
- c) 商业影响。
- d) 泄漏量。
- e) 泄漏蔓延范围。
- f) 介质的危害。

风险评估方法中使用的变量值，主要依靠管道运营公司掌握的系统运行风险升高或降低的经验。例如，管道运营公司要考虑老涂层的风险比新涂层的风险大，高压管道的风险比低压管道大。对于相对风险评估，管道状态对应的数值并不很重要。但是，管道运营公司应该明确不同状态下的数值反映了不同状态下的风险。风险评估的方法是来寻找使多种风险同时增加的特征。根据已有数据的情况、风险评估的目的和现有资源的情况，风险评估分析可以考虑很少的或者是很多的变量。如果只有有限的的数据，就要采取定性分析的方法。随着数据的增加，风险评估可以逐渐转变成定量的方法。当收集的数据表明特定的失效机理不活跃时（例如密间隔电位测试显示良好的性能或内检测的结果没有发现异常），定量精度可通过减少假设的使用而进一步提高（例如土壤类型、涂层年限和管道年限的影响）。

定量方法是利用管段的特性和周围的环境来对管段的实际风险进行估计。风险概率应作为管段在给定时期内（通常每年）事故发生的概率进行估计。可结合不同类别的后果，用经济损失来估计不同种类的后果实际期望等级（人员伤亡、环境破坏、经济损失）。管段的总风险是失效概率和失效后果的乘积。一些风险评估方法计算不同失效模式的概率（如小规模泄漏、大规模泄漏、开裂），把失效模式的概率和该失效模式下的后果相乘得出该失效模式下的风险，然后把各个模式下的风险值相加得出总的风险值。

风险评估方法建立起来后，管道运营公司就要组织并把已知的管道系统信息融入风险分析之中。在评估单个公司资产的风险时要把资产分成不同的部分，以便在公司范围内比较相对风险。这就使得管道运营公司可按照风险评估的结果分配资源，从而最有效地降低风险。同样，在评估如跨国管道这样的大型资产时，应该把系统按照地理或者组织来分段，比较管段的风险并确定如何给管道系统分配

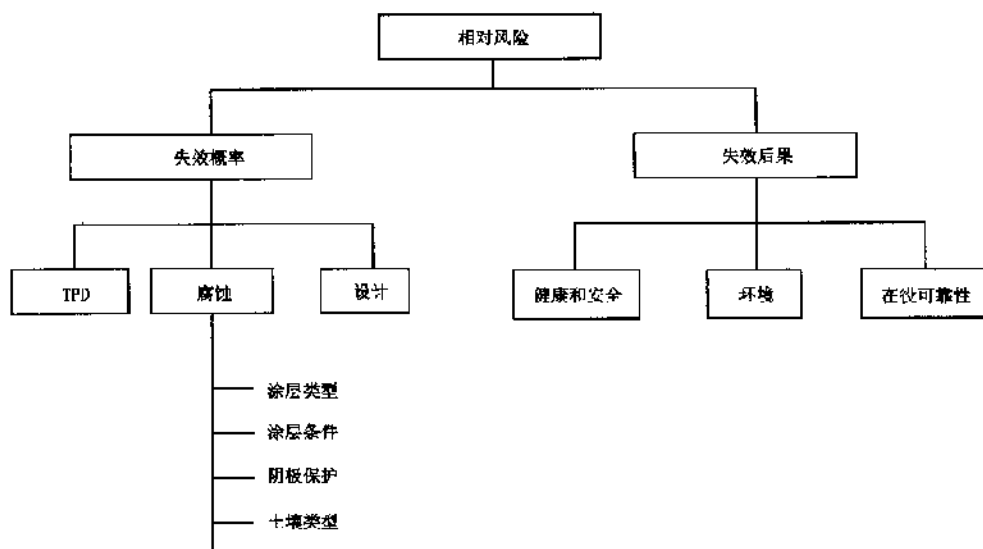


图 7-2 风险评估层次的简例

资源。管道运营公司决定管段的长度和管段边界的逻辑位置。分段时应考虑下列因素：

- a) 风险评估的范围，例如应包括哪些资产，不包括哪些资产。
- b) 设备界限，如泵站和截断阀。
- c) 地理界限，如边界线、河流。
- d) 期望的任一管段的最大或最小长度。
- e) 系统数据库如何建立和组织。这一点很重要，因为风险评估要从一个或者多个数据库中导入数据。
- f) 设计变化（钢等级、壁厚、涂层类型）。
- g) 人口密度/类型变化。
- h) 环境敏感或者人口敏感区的存在。

每个管段的数据收集、整理完毕后，风险评估方法可从多种途径分析风险因素。首先，对独立的管段排序，按总风险水平、单独按概率或单独按后果，建立管道沿线的风险变化图，突出易受威胁的地段。管道运营公司可以通过排序结果来确定潜在的危险地区，也可以进行如下的比较分析：

- a) 对不同失效原因的风险进行比较。
- b) 对不同地理位置的风险进行比较。
- c) 对不同管道系统的风险进行比较。
- d) 把风险状况和预先制定的标准进行比较，例如符合规范或一个管道运营公司制定的标准。

某些评估风险分析结果的附加标准如下：

- 是否在整个系统中对数据和分析进行彻底和一致的处理。
- 是否有组织的、有效的方式下进行分析。
- 是否识别和解释了所有的假设。
- 是否对主要的不确定因素进行了识别（例如由于缺乏数据）。

——证据、分析和讨论是否支持结论与建议。

7.8 识别和收集风险评估所需的数据

对于每一种潜在的管道失效机理或者风险因素（如外腐蚀、内腐蚀），识别那些潜在的影响特征或者变量的风险（有害的或有利的）。在风险评估过程中，具体的风险增长特性既是环境的变量（管道系统的外界干扰）也是设计的变量（物理特性、建设管道时的实际安装方法）。这些变量是在役管道的特征，不容易改变。影响因素类型列于表 7-1 和表 7-2。

表 7-1 环境变量样本

风险系数	变 量	例 子			
外腐蚀	土壤类型	粘土	细粘土	砂土	岩石
内腐蚀	含水量	无	<0.5%	<1%	>1%
TPD	埋深	<300mm	300mm~600mm	600mm~900mm	>900mm

表 7-2 设计变量样本

风险系数	变 量	例 子			
外腐蚀	涂层类型	熔结环氧	煤焦油	缠带	裸管
地壳运动	地震破坏	有	无	<1%	>1%
系统操作	阀门/安全阀	无安全阀	SCADA	干线阀关闭	遥控关闭

应单独考虑变量如何影响一个特定的风险因素。可以用不同的方式使用变量，风险评估中可能存在着潜在的矛盾。对于那些特性随时间变化的变量（如温度、压力、介质类型、流量等），评估者要考虑这些变量在最坏情况下的取值。以下是几个简单的例子说明单个数据对风险的影响见表 7-3。

表 7-3 影响管道风险的变量（部分列出）

变 量	变量产生的影响
土壤类型	土壤的电阻率会影响电流的分布和阴极保护系统的效果； 土壤结构会影响涂层的破坏程度和早期腐蚀； 土壤的酸性会对涂层造成损害，并大大提高腐蚀速率； 虽然一些性质稳定的土壤（如岩土）并不涉及以上问题，但它们还是在地壳活动多发地带更容易产生风险
管壁的厚度	增加管壁的厚度可以增加抗 TPD 的能力，在泄漏发生之前也能增加抗点腐蚀的能力； 施加了阴极保护的管道，在道路穿越处的套管处，建议增加管壁厚度； 增加 D/t （管径/壁厚）比会增加地表活动产生破坏的几率
配重/压紧装置	配重会增加管壁缝隙的腐蚀、涂层磨损和阴极保护的屏蔽； 配重块和压紧装置会降低由于地表移动和山体滑坡带来的地表活动的危险性

当风险增长特征的概率评估结束后，要把管道检测的结果（阴极保护测量结果、内检测结果、地面移动检测设备、腐蚀试片、目测结果）包含在失效概率（LOF）的估计中。直接影响完整性的变量有可能增加失效概率（如果识别出腐蚀）或减小失效概率（例如无有害缺陷或状况）。对风险的影响应该建立在合理的失效基础上。总风险通过综合失效概率和相应的失效后果得出。在管道泄漏前对风险进行识别和评估是风险评估的首要目标。

7.9 风险的确认和排序

作为开展风险评估过程的独立部分，管道运营公司应进行质量控制检测以保证输出结果与评估目标一致，这可通过理论和实践经验丰富的人员，最好由他们组成的专家组对风险评估数据和结果检测实现。风险评估方法的有效性应该保证所用的方法对于管道运营公司适合。管道运营公司希望进行敏感性和不确定性分析来保证所做的决策是正确的，经得起技术评核。如果结果与管道运营公司对管道的理解与期望值不一致，管道运营公司应该找出原因并对方法、假设、数据进行调整。

一旦风险评估方法和过程有效，管道运营公司就有了对风险排序的必要信息。要做到这一点，管道运营公司要按风险大小对管段进行排序。风险越高的管段，优先级越高，在决策时应首先考虑风险减缓措施。在决定采取什么措施降低风险时，经营者要考虑什么样的管道（管段）风险最高，然后分析造成风险高的主要原因。这些风险因素被称为“风险源”，是它们引起整个系统风险的提高。

例如，当考虑有着最高的总风险的管道系统时，管道运营公司发现有两项风险因素比其他的风险因素影响更大。例如，对于本管段，相对其他风险因素，主要导致本段风险水平偏高的因素是外腐蚀和人口密度。相对其他管道系统，本管道涂层的老化、质量下降、风险评估识别出外腐蚀具有更高的失效概率。而且，风险评估还识别出在靠近管道的日益发展的大型居民区，潜在的失效后果会大大增加。在风险评估方法中，结合这些“风险源”考虑得出所评估资产的最高的总风险值。“风险源”的信息可用来决定对具体的管段，采取什么样的减缓措施对降低风险是最有效的。

风险评估过程或风险评估方法可在不同阶段的完整性评估或评价中应用。例如，它可用来帮助对需要内检测的管段的地点进行选择、排序和制订时间表，也可在内检测完成后，进行一系列更广泛的风险评估，此评估应包括更准确的管道信息。

7.10 风险控制和降低

风险评估方法是管道运营公司做出经济分析和正确决策以控制风险的重要工具。当识别出潜在风险的时候，就要用风险评估的方法预测风险降低或者能够取得的利益。当结合工程预算时，风险评估方法可以比较成本/利益结果来帮助公司决定现在所做工程是否是最好的解决方案。应优化潜在的资金和维护改进活动来支持决策管理，本节简要介绍了这个过程。

得出有效的风险评估结论后，下一步是检测管道上最严重的风险，同时检测其他更有效控制风险的措施，并决定采取何种风险预防和减缓措施。需要指出的是，许多风险减缓活动不需要广泛或深入的评估，管道运营公司认为合适就可以执行。风险控制和减缓评估过程包括以下几个步骤：

- a) 识别降低管道系统失效概率，减小后果或者既降低系统失效概率又减小后果的风险控制方法。
- b) 对这些方法进行系统的评估和比较，以确定对推荐项目的风险降低量化作用。
- c) 选择和执行风险控制的最好方法。

风险控制和减缓评估过程简单描述如下：

可以用许多方法来降低风险。比如对系统硬件、设备布局、运行和维护活动、检测和试验活动、人员培训、管道控制和监控方法、应急响应、与公众和其他外部组织的联系进行改善或改进。标准的第9章讨论了常用于降低管道完整性风险的控制方法。为了找到风险控制的最好方法，要考虑许多方法甚至综合采取多种方法，而不是直接用标准提供的方法。这就要求管道运营公司考虑创新、采用新技术以便更有效地定位风险。许多管道运营公司已经找到识别风险控制方法的结构化程序，鼓励创新有助于更有效地进行风险管理。

识别了现有的风险控制方法后，下一步是评估和比较不同方法的有效性。这种评估和比较常在多层面上进行。例如，一个公司可以在几种方法中选择最好的来降低特定的风险。但是，从更广泛的意义上来说，公司要评估各种降低风险工程所带来的意义。在每个比较案例中，比较和排序的基础应充分考虑预期的降低风险的程度和其消耗的资源。许多管道运营公司使用效果/费用比例（效果是指预期的风险降低程度）来评估并对风险控制方法排序。这就提供了一种简单的、更易理解的尺度，可以在具有不同效果的多样项目间容易进行比较。

在用效果/费用方法排序的时候,综合的评估和比较程序应该包括在管道系统风险分析中,以确保不会因为风险降低工程效果/费用比例而把高风险忽略。这就说明了考虑其他风险控制方法¹⁾的必要性。该程序也应考虑风险降低的量,以确保实施最有效的项目。在对措施进行评估和排序的时候,还要考虑其他经验因素:

- a) 在风险降低和费用估计中的不确定性。
- b) 某个特定方法的技术价值(如应用新一代内检测装置)。
- c) 管道资产对公司的长期战略价值。
- d) 人力资源和设备的限制。
- e) 后勤和实施问题(必要的设备的推迟提供或者由于季节和天气原因无法接近管道)。
- f) 政府和其他外部社团的关注。

许多管道运营公司发现结构化一致的方法可促使组织中资源的更有效利用。有许多排序和优化工具可以实现评估过程的结构化和一致性。这些工具包括专家组分析、风险评估方法、排序矩阵、多属性模型。不管用什么方法,在过程中始终使用标准的输入、既定的分析步骤、明确的决策准则和文件形式的输出是非常重要的。

本程序提供的完整性检测和风险减缓策略可用于准备基线计划或修改已有计划,详见第8章。

7.11 定期的风险评估

风险评估不是一次就能完成的,应有一个已建立的程序以运行者确定的频率来重复风险评估。

应经常分析风险评估的过程和方法来保证过程的正确性,并保证结果与管道运营公司的完整性管理目标相一致。随着管道运营公司纳入更多、更详细的管道信息,应该调整和改进用来评估的方法。

管道运营公司运用从每次风险评估中学到的关于管道的知识定期地进行分析、修改重新评估管道或者管段的时间表。管道运营公司在考虑何时重新评估管道或管段时,要考虑以下的因素:

- a) 上次检测、实验、降低管道风险时修理的次数。
- b) 上次检测、实验时发现的缺陷类型。
- c) 管道等级下降的比例。
- d) 管道失效后最有可能出现的后果。
- e) 已知的管道信息的质和量(信息越少,风险的不确定性越大。因此,可能没有认识到潜在的巨大风险)。
- f) 与最近发生泄漏的管道有共同特点的管段。
- g) 服务的变化和运行参数的变化。

8 初始基线评估计划的制定与执行

8.1 初始基线计划

基线计划是在最初的信息收集和风险评估基础上制定的(见第6章和第7章),包含最初检测计划、一些可能的减缓措施以及执行这些措施的时间表。要开发基线计划应选择最适合每段管道的检测技术,并对检测工作进行排序和制定时间表。在检测资产或管段的时候可进行水压试验、内检测或其他具有相等效果的技术或将这些技术相结合等。最初风险评估只是确定要考虑什么因素(见第7章)。本章包括检测技术的一些信息。制定的基线计划用来确定检测什么、如何去检测、什么时候去检测等。

初始基线计划也包括一些降低风险的活动。这些活动是在初始风险评估活动中识别出来的,用来提高管道可靠性/完整性和/或用来降低风险,并且不需要太多的检测数据来证明。这些活动包括防止泄漏、提供早期泄漏检测、减小后果等。第9章提供了一些信息,为制定减缓风险措施时提供帮助。

1) 尽管本标准采用纵向的方式概述,但就如风险评估方法一样,风险控制和减缓过程实际上互相影响很大。

在建立基线计划的时候,应该考虑下列因素:

- a) 对管道完整性有害的管道异常。
- b) 埋地管道所使用的不同检测技术。
- c) 评估内检测数据的方法。
- d) 管道修复方法和其他提高管道完整性的减缓措施。

8.2 管道异常和缺陷

管道系统的异常可参考附录 A。对管道异常现象及发生管道异常的条件的理解对于挑选最合适的检测工具来说是很重要的。表 8-1 列出了管道缺陷及其检测技术。

8.3 管道内检测和试压技术

这部分包括两种管道完整性评估的技术:内检测和水压试验。

内检测技术在不断的进步。要保证获得最新的技术和设备就要和供货商、技术中心研究人员和其他管道运营公司经常保持联系。

8.3.1 内检测工具

内检测是一种评估管道完整性的方法。对于不同的缺陷有不同的内检测技术。

在进行基线评估之前,管道运营公司应该检查管段的历史并且找出管道失效的根本原因。管道运营公司在选择内检测工具或者工具组合进行评估之前还应该考虑其他因素,比如管道的类型、年限、涂层、运行压力、阴极保护系统的性能和环境等问题。

当用内检测方法评价管道完整性时,管道运营公司应该选择不同的工具进行多次检测,这要比用单一工具进行检测更有效。

只有几种内检测工具可应用在某些管段上,这就需要考虑到其他技术。在线内检测工具的准确性和可靠性与选用的工具、管道情况和其他因素有关。在进行内检测时,管道运营公司应该评估检测工具的性能并制定计划来验证这些检测结果。应该多进行开挖来验证工具的准确性和可靠性,这样,管道运营公司就会相信内检测工具能找到严重的有害缺陷,进而消除或修复缺陷。

8.3.1.1 金属损失工具(腐蚀检测工具)

a) 标准分辨率漏磁检测。

第一代内检测腐蚀工具在管道内检测时用固定磁场和电磁场在管壁上产生轴向磁场。传感器测量管壁的漏磁并记录磁通量密度的变化。这种变化能显示出壁厚或者是其他异常的变化,例如管道附近有铁金属。这种方法是间接法,因为异常的性质要由漏磁的性质来决定。检测有一定的局限性并且这种方法不能检测轴向的金属损失。

根据所估计缺陷的深度,这种检测方法把检测结果分成轻度、中度、严重,如轻度为 10%~30% 的壁厚,中度为 30%~50% 的壁厚,严重为 50% 以上的壁厚。

标准分辨率腐蚀工具已经使用了很多年并且证明是有效的。大多数管道运营公司使用标准分辨率检测工具进行开挖来检验所报告的严重或中等异常。

b) 高分辨率漏磁检测工具。

高分辨率漏磁腐蚀检测工具的工作原理与标准分辨率腐蚀检测工具相同。不同点是高分辨工具有更多的、间隔更近的传感器。这样就可以收集和储存更多、更精确的缺陷长度、深度数据。使用腐蚀管道剩余强度计算方法,可以用漏磁检测数据来计算管道的剩余强度。高分辨率工具可以判断腐蚀缺陷是内腐蚀还是外腐蚀。用这种技术不能测量轴向的金属损失。

高分辨率工具的优点是提高测量腐蚀和其他金属损失的精度。精度的提高改善了管道完整性评估的准确性和可靠性。管道运营公司可以只对那些威胁管道完整性的缺陷进行开挖。对那些难以接近管道的地区,减少开挖和修理的次数是非常重要的。

c) 超声波检测工具。

超声波腐蚀工具利用超声波发送/接受变换器来把超声波脉冲传入管壁,并记录从内外表面反射

表 8-1 管道异常类型和检测工具

内检测目的	金属损失工具		裂纹检测工具			几何工具	
	磁漏		超声波 (纵波)	超声波 (剪切波)	横向磁漏	测径器	测绘器
	标准分辨率	高分辨率					
金属损失 (腐蚀) 外腐蚀 内腐蚀	检测 (注 1), 评估 (注 2 和 注 10) 无 ID/ OD 鉴别	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	不能检测	不能检测
窄小的轴向外腐蚀坑	不能检测	不能检测 (注 4)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	不能检测	不能检测
裂纹和类裂纹缺陷 (轴向) 应力腐蚀裂纹 疲劳裂纹 纵焊缝缺陷 不完全熔合 焊趾开裂	不能检测	不能检测	不能检测	检测 (注 2) 评估 (注 3)	检测 (注 2) 评估 (注 3)	不能检测	不能检测
环向裂纹	不能检测	检测(注 5)和 评估(注 5)	不能检测	若修正(注 6), 则检测(注 2) 和评估(注 3)	不能检测	不能检测	不能检测
凹陷 凿槽 褶皱/翘曲	检测 (注 7)	检测 (注 7) 评估 不可靠	检测 (注 7) 评估 不可靠	检测 (注 7) 评估 不可靠	检测 (注 7) 评估 不可靠	检测 (注 8 和 注 10) 评估	检测, 尺寸 确定不可靠
	圆周位置被给出, 以便检测						
凿槽	检测 (注 1 和注 2) 但不能鉴别出凿槽						不能检测
分层或夹杂	有限检测	有限检测	检测和评估 (注 3)	检测和评估 (注 3)	有限检测	不能检测	不能检测
以前的修复	钢套筒和补强片, 其他铁 质标志		仅能检测焊 接在管道上 的钢套筒、 补强片	仅能检测焊 接在管道上 的钢套筒、 补强片	钢套筒和补 强片, 其他 铁质标志	不能检测	不能检测
与管材制造有关的 异常	有限检测	有限检测	检测	检测	有限检测	不能检测	不能检测
弯曲	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	检测和评估 (注 3)	检测和评估 (注 3)
椭圆度	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	检测和评估 (注 3 和注 11)	检测和评估 (注 3 和注 9)
管道配件	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	不能检测	检测和评估 (注 3)
注 1: 受最小可探测金属损失的限制。 注 2: 受最小可探测深度、长度和宽度值的限制。 注 3: 由特定的机具尺寸描述精度确定。 注 4: 当宽度小于工具的最小可检测宽度值。 注 5: 降低对不泄露裂缝的检测可能性。 注 6: 传感器旋转 90°。 注 7: 随凹陷形状和大小降低探测的可靠性。 注 8: 取决于机具的轴向和环向位置。 注 9: 如果安装了椭圆度检测装置。 注 10: 在牵引装置中有效。 注 11: 如果安装了弯曲度检测装置。							

的时间，这样可以直接测量壁厚和区分内/外缺陷。

超声波工具直接用线形方法测量壁厚。壁厚的数据可以用来计算腐蚀管道剩余壁厚。

这种工具的优点是直接测量缺陷尺寸。对于超声波工具来说，信号与管道内径的声学耦合非常重要。对于原油管道来说，因为管道结蜡，有时声学耦合效果并不好。有些液体管道（如乙醇）不适合使用超声波。

8.3.1.2 裂纹检测工具

裂纹内检测工具可以检测轴向裂纹和类似裂纹的特征，如应力腐蚀裂纹和长焊缝裂纹。这些工具使用超声剪切波或者环向漏磁技术。

a) 超声波裂纹检测。

超声波工具把超声脉冲以一定的角度发射到管壁上，脉冲波在管道的内表面和外表面反射产生环向剪切波。如果脉冲遇到一个裂纹，它就会原路返回并被变换器接收。超声波工具可以检测未熔合、钩形裂纹、应力腐蚀裂纹、孔穴和窄轴向腐蚀。这种工具的检测、区分、度量的水平强于水压试验。

把接收器转置 90° ，超声波工具就可以测量环向裂纹和类裂纹特征。

b) 环向漏磁检测。

环向漏磁检测工具环向磁化管壁，一些试验使用环向漏磁曾经探测裂纹和未熔合。这种工具还可以检测轴向焊缝腐蚀。尽管此项技术进步迅速，但还需对缺陷进行详细评估。

8.3.1.3 几何工具

几何工具是用来检测几何损伤（变形）、机械损伤、弯曲半径、沉陷、管道移动的工具。这些工具可以和全球定位系统一起使用来给管道定位。这些工具还可以判断内检测工具如漏磁检测工具和超声波检测工具是否可以通过管道。

a) 测径器。

测径器测量管径的几何尺寸偏差。测径器使用一套机械指（臂）或者是电磁的方法来测量管道的椭圆变形。管径的几何变形会引起机械臂的相对运动或者电磁读数的变化。管径的变化可能是管道弯曲、凹陷、翘曲、闸阀或者止回阀、壁厚的变化引起的。测径器可以用来检验管道是否适合于使用其他检测器，如腐蚀检测器检测翘曲和凹陷。管道的翘曲和凹陷可能是管道运输过程中造成的，也可能是 TPD 的结果。

测径器可以判断凹陷是平滑凹陷还是尖锐凹陷。平滑凹陷一般不须关注。尖锐凹陷应重点关注，尤其是它带有凿槽时容易由于疲劳而诱发管道失效。

b) 变形工具。

变形工具可以提供与测径器同样的信息，但是可以给出凹陷或者其他缺陷的环向位置。因为可以测量更小的、更复杂的缺陷，变形工具可以提供高分辨率数据。

c) XYZ 工具。

内置陀螺装置和加速度计建立管道的地理坐标。信息包括环焊缝的坐标。这个信息对于建立管道定位地图、安装地理信息系统、确定管道位移非常重要。

8.4 检测频率的确定

8.4.1 初次检测

在决定是否需要或什么时候进行初次检测的时候，管道运营公司应该考虑风险评估结果和所怀疑的缺陷类型。

a) 外腐蚀。

考虑检测外腐蚀的必要性时，管道运营公司应考虑管龄、壁厚、涂层种类、涂层状况等因素。这些因素可以通过直接观察、电子设备勘察或阴极保护要求来确定。阴极保护状况可以通过测量阴极保护电流值、管地电位、阳极消耗、管道运行温度来考察；先前的由腐蚀引起的泄漏或开裂历史。注

意,管道敷设在潮湿土壤中时,容易由于涂层的完整性破坏而导致外腐蚀。

b) 内腐蚀。

考虑检测内腐蚀的必要性时,管道运营公司应该考虑管龄、壁厚、产品性质,尤其要注意水、二氧化碳、硫化氢、细菌、沉积物的存在、腐蚀探针和试样的状况、是否周期的使用清管器、清管器收集的腐蚀物数量、管道流量、是否使用缓蚀剂、灭菌剂、由内腐蚀引起的泄漏和开裂记录。

c) 凹陷和褶皱。

考虑检测凹陷和翘曲的必要性时,管道运营公司应该考虑管龄、回填土状况、管径和壁厚比例、壁厚、操作压力周期和次数范围、有凹陷和褶皱引起的泄漏和开裂记录。可以从检测数据中获得凹陷和翘曲及其他信息,如腐蚀裂纹检测。检测不一定单纯地为了获取凹陷和翘曲信息。把不同检测工具的信息综合起来就可以提供凹陷严重程度的重要信息。管道运营公司还应该认识到对新建管道进行检测的价值包括:找出施工时留下的缺陷、弯曲时的褶皱、管道与岩石接触的位置等。

d) 纵向裂纹、焊缝缺陷、选择性焊缝腐蚀。

在对纵向裂纹、焊缝缺陷、选择性焊缝腐蚀进行评估的时候,要考虑管龄、金属和机械性质、纵向焊缝的类型、压力周期的范围和次数、水压试验的压力值和次数、涂层类型、由纵向裂纹、焊缝缺陷、选择性焊缝腐蚀造成的泄漏和开裂记录。对于周期性压力变化引起纵向裂纹生长可以用断裂力学模型计算。上述信息可以用来评估是否需要检测。

e) 应力腐蚀裂纹。

这是一种与环境有关的裂纹,影响这种缺陷的因素有管龄、涂层类型、阴极保护系统状况 and 水平、土壤应力、排水类型和压力波动的幅度和频率。这些因素结合开挖数据有助于确定管道裂纹。如果管道有应力腐蚀裂纹,可以用裂纹生长速率和断裂力学模型来评估是否需要检测及检测的时间。

8.4.2 确定再检测间隔

外腐蚀、内腐蚀及由于压力循环或环境原因导致缺陷生长的模型对于确定检测间隔是必要的。下面是确定检测间隔的方法。没有提到的方法也可能同样有效。

a) 外腐蚀或者内腐蚀。

初次金属损失检测后要开挖以证实腐蚀影响的区域、性质、金属损失范围。根据金属损失的深度及随后的检测,管道运营公司能够估计腐蚀速率。根据腐蚀速率确定检测的间隔。间隔不能超过最严重腐蚀缺陷剩余寿命的一半,或者其他方法证明有更好的检测间隔。其他影响检测间隔的因素有:输送介质、点腐蚀发展到面腐蚀的潜力、清管、缓蚀剂的使用、阴极保护系统和涂层的质量、管龄、壁厚、管尺寸、地质灾害、压力分布图(运行压力)、泄漏记录、泄漏检测、管道支架及其他影响金属损失速率的因素。管道运营公司有以下选择:

- 1) 重新检测管道。
- 2) 降低管道的最大运行压力。
- 3) 进行修复。

第二次检测后,尤其是用相同的技术检测后,把相同的没有修复的缺陷做比较。这样比较可以提供金属损失速率的信息。这些速率可用于预测腐蚀速度,而且通过优化大修计划,可以确定再检测周期。

b) 纵向裂纹。

没有检测出来的纵向裂纹会因为循环应力疲劳而扩大,可以用断裂力学模型评估并计算出合适的检测间隔。使用断裂力学模型的方法在本标准里没有讨论。

c) 应力腐蚀裂纹。

再次检测应建立在断裂力学模型和开挖数据的基础上。如果第二次检测后仍没有发现应力腐蚀裂纹,那么下一次检测就要推迟。有两种应力腐蚀裂纹,高pH值和近中性pH值的应力腐蚀裂纹。不同的应力腐蚀裂纹类型能够影响完整性管理决策。关于应力腐蚀机理的详细说明参考附录A。

d) 几何工具。

几何工具(如测径器)的检测间隔取决于该地区能够导致 TPD 的活动、地震和土壤稳定性的概率评估。根据风险评估结果来确定使用变形内检测工具。

8.5 水压试验

8.5.1 水压试验的作用

水压试验是普遍接受的完整性测试方法。对在役管道进行水压试验很复杂。这是因为运行的中断、获取水以及处理被油品污染的水很复杂。但是,如果内检测工具不能在管道中运行,或者其他评估方法没有很好的效果,水压试验还是一个很好的选择。

水压试验能够证明管道在最大运行压力下是否具有完整性。在允许范围内,测试压力和运行压力的比例越大,实验的效果越明显。ASME B31.4 要求测试压力不小于最大运行压力的 1.25 倍,在进行目视检测的情况下要测试 4h,在没有目视检测的情况下要继续在 1.1 倍最大运行压力情况下再测试 4 h。另一种方法叫“针孔实验”。这种实验在 1.39 倍最大运行压力的情况下对管道测试 30 min,其目的主要是检测纵向焊缝。

作为一种完整性工具,水压试验方法有其适用的地方,并且是诸如内检测等其他技术的替代和补充。内检测是检测外腐蚀和内腐蚀的好方法。关于裂纹和类裂纹缺陷,内检测可以比水压试验检测效果更好。内检测可以检测 10% 壁厚的次级裂纹和类裂纹缺陷。当检测工具因为技术或者是管道尺寸原因而不能检测非腐蚀缺陷时,可以把水压试验和内检测或者其他方法结合使用。

8.5.2 水压试验的局限性

水压试验是一种检测严重缺陷的破坏性方法。实验中只能检测那些大的缺陷,并不能把所有的缺陷去掉,而在高于运行压力下试验能够去除那些在接近运行压力下失效的缺陷。水压试验的危险包括两个部分:压力倒退和随时间生长的缺陷。如果前一次水压试验引起缺陷生长至几乎失效的程度,在卸压的时候缺陷进一步扩展,那么压力倒退现象就会发生。如果压力倒置发生,管道就会在比以前水压试验压力还要小的压力下失效。

第二个危险影响是随时间生长的缺陷。对于由疲劳、应力腐蚀或腐蚀导致的裂纹会发生增长。尽管这种裂纹的生长并不一定发生在水压试验期间,但是可能导致最初的裂纹增长,并随时间持续增长。为防止这种情况发生,就要连续的进行水压试验来去掉随时间而生长的裂纹。

水压试验对腐蚀,尤其是局部腐蚀不是很有效。局部的点腐蚀,因为周围的约束和尺寸,即使穿透了管壁,还是能够承受高压。除非在水压试验的时候腐蚀穿透了管壁,否则水压试验无法排除腐蚀缺陷。具有局部点腐蚀的管道可以通过水压测试。内检测是一种非常有效的检测腐蚀破坏的方法。这种方法可以发现小缺陷。

当管道运营公司选择水压试验作为完整性评估工具时,一定要注意管道腐蚀控制的质量和效果,包括泄漏历史、阴极保护年检情况、管道当前需要、阴极保护每年调查数据、涂层完整性、开挖检测报告等。

8.5.3 确定检测频率

水压试验是一种评估管道完整性的方法。当用水压试验验证管段完整性的时候,应该在一定时间间隔内进行试验,以在缺陷引起泄漏之前消除它们。

8.5.3.1 确定测试时间

在选择水压试验方法来验证管段完整性的时候,管道运营公司要考虑威胁管道完整性的缺陷类型以及缺陷在什么时间能够影响管道完整性。一般来说,缺陷如腐蚀引起的金属损失、凹陷、翘曲、其他类型纵向裂纹可以用内检测方法和随后的修复来有效处理。如果通过内检测不能确定缺陷的类型或者管段不适合内检测工具,要用水压试验来验证一段时间内的安全运行压力。如果缺陷随着时间而增大,并且一次水压试验不能去除,那么就要重复水压试验。

8.5.3.2 再试验频率

水压试验的频率要根据测试压力和运行压力的比例、缺陷的生长速率来确定。典型的随着时间增长而增长的缺陷有：外腐蚀和内腐蚀引起的金属损失、应力腐蚀裂纹、纵向类裂纹缺陷。估计试验频率的方法是计算恰好能够通过建议的或者是历史上的水压试验压力的缺陷的尺寸以及在最大运行压力下引起泄漏和开裂的缺陷的尺寸。运行者可以用缺陷生长速率计算缺陷的最终扩展失效时间。

腐蚀引起的金属损失速率可以从历史的缺陷数据中估计出来。应力腐蚀裂纹生长速率可以在技术文献中找到。不同环境的疲劳裂纹生长速率可以在技术文献中找到。线弹性断裂力学模型可以计算在一定的压力循环周期下，一定的时间范围内，裂纹的生长量。管道运营公司所选择的再试验时间间隔，应小于通过水压试验所确定的最严重的缺陷失效所需要的最短时间。

把初始完整性评估数据纳入到风险评估模型中将有助于确定再检测时间间隔。

8.6 对内检测识别的缺陷的评估方法

因为原始内检测数据的复杂性，检测商只典型地评估这些信息并给管道运营公司提供结果。管道运营公司的责任则是随后的分析和评估这些数据，并制定修理和减缓风险的策略。下面要介绍的指导原则有助于管道运营公司开发一个评估内检测数据的方法。

管道运营公司应该对内检测数据进行评估。如果存在“特别关注”（见下面），为了管道的正常运行，管道运营公司应该在 5 日内采取行动。风险降低活动是建立在法规规定、公司条例和风险管理基础上的。

对管道进行内检测之后，管道运营公司应在六个月内获得最终结果。但是一些缺陷类型应在最初的报告中通知管道运营公司。下列具有潜在“特别关注”的缺陷应在 30 天之内报告给管道运营公司：

- a) 大于 80% 壁厚的金属损失，而无论尺寸大小。这种缺陷可以通过现场监督、泄漏实验、降低压力来暂时解决，直到对缺陷进行开挖并修复。
- b) 通过使用适当的剩余强度计算公式计算出的泄漏压力小于最大运行压力。临时性减缓措施包括降低运行压力直到对该缺陷进行开挖、评估、修理。
- c) 在管体顶部（时钟 4 点和 8 点以上的区域）带有金属损失的凹陷。临时性减缓措施包括降低运行压力，直到对该缺陷进行开挖、评估，必要时修理。
- d) 严重缺陷，由管道运营公司判断需要立即采取行动的缺陷。

以上的减缓措施要以内检测数据分析为基础。应尽快采取临时的减缓措施。在接到最初内检测报告的 5 日内要采取行动。如果需要永久的修复，修复应该在接到内检测报告 7 日内完成。

在接到最终内检测报告六个月内应该对下列缺陷区域进行评估、修复、采取风险降低措施。如果必要，开挖证实后应对这些缺陷采取措施：

- a) 具有金属损失的凹陷或者是在环向或者纵向焊缝处的凹陷。
- b) 在管道上部时钟分布区 4 点到 8 点区域，并且凹陷深度超过：
 - 1) 2% 的管道管径（管径为 300 mm 或者更大时）；
 - 2) 6.35 mm（管径小于 300 mm）。
- c) 深度大于 6% 的管径的凹陷。
- d) 管道剩余强度导致安全运行压力小于缺陷点当前的最大运行压力，该压力由采用一种合适的安全运行压力计算方法计算得出（例如 ASME B31G、改进的 ASME B31G、RSTRENG）。
- e) 管道穿越处，预测金属损失大于 50% 壁厚的。
- f) 预测金属损失大于 50% 具有大面积的环向腐蚀。比如，这种金属损失类型对轴向载荷很敏感，或者连续的腐蚀对于保持最大运行压力有很大影响。
- g) 预计金属损失大于 50% 壁厚的焊接缺陷。
- h) 可能的裂纹。

i) 焊缝的局部腐蚀,或者是沿着焊缝的选择性腐蚀。

j) 大于 12.5%壁厚的沟槽或凿槽缺陷。

在制定有效缺陷调查项目时,管道运营公司应该考虑内检测评估公司所报告的统计结果的准确性及其分析技术和经验。

评估完所有的金属损失缺陷后,管道运营公司应该把所有的信息归档并且把信息纳入到风险评估模型中。

在套管附近、管道穿越处、未施加阴极保护处、高后果区的缺陷应该优先考虑。机械损伤及与纵向焊缝相关的腐蚀缺陷也应该优先考虑。

8.7 修复策略

管道运营公司完整性管理计划中应要对检测出的缺陷进行评估。其中部分缺陷需要修复。本节和附录 B 提供了修复的指导。这些信息不是每种修理方法的详细总结,而是简单总结了最常用的技术。如果公司没有修理和更换管段的详细程序,建议参考《管道不停输修复手册》(Pipeline In-service Repair Manual)。

表 8-2 为特定位置的特定缺陷(直焊缝、管体、环焊缝)提供了适当的修复方法。

所有的修复方法所使用的材料能够承受最大运行压力并且符合相应的规定。

表 8-2 常用管道修复方法总结 (注 3)

异 常		主要修复策略 (注 1)				
		沉积焊 ^a	A 型套筒	B 型套筒	复合材料	不停输开孔
外部金属损失≤ 80%壁厚	管体焊缝	可	可	可	可	否
	环焊缝	可	可	可	可	否
	管体	可	可	可	可	可
	弯头	可	可 (注 2)	可 (注 2)	可 ^b	可
内部金属损失≤ 80%壁厚	管体焊缝	否	否	可	否	否
	环焊缝	否	否	可	否	否
	管体	否	否	可	否	可
	弯头	否	否 (注 2)	可 (注 2)	否	可
外部金属损失> 80%壁厚	管体焊缝	可	否 ^f	可	否 ^f	否
	环焊缝	可	否 ^f	可	否 ^f	否
	管体	可	否 ^f	可	否 ^f	可
内部金属损失> 80%壁厚	管道接缝	否	否	可	否	否
	环形焊接缝	否	否	可	否	否
	管体	否	否	可	否	可
	曲皱	否	否 (注 2)	可 (注 2)	否	可
泄漏、裂纹、焊 渣或环焊缝缺陷 (注 6)	管体焊缝	否	否	可	否	否
	环焊缝	否	否	可	否	否
	管体	否	否	可	否	否 (注 4)
	弯头	否	否	可 (注 2)	否	否 (注 4)
	脱扣	否	否	不可行	否	否

表 8-2 (续)

异 常		主要修复策略 (注 1)				
		沉积焊 ^a	A 型套筒	B 型套筒	复合材料	不停输开孔
凹陷或应力集中	管体焊缝	否	可 ^{c,d}	可 ^d	否	否
	环焊缝	否	可 ^{c,d}	可 ^d	否	否
	管体	否	可 ^{c,d}	可 ^d	否	可 (注 5)
	弯头	否	可 (注 2) ^{c,d}	可 (注 2) ^d	否	可 (注 5)
普通凹陷	管体焊缝	否	可 ^e	可	否 ^e	否
	环焊缝	否	可 ^e	可	否 ^e	否
	管体	否	可 ^e	可	否 ^e	可 (注 5)
	弯头	否	可 (注 2) ^e	可 (注 2)	否	可 (注 5)
注 1: 换管通常是更有效的修复方式。 注 2: 用螺栓连接或焊接的金属套筒可用于弯头或管件。 注 3: 其他的修理技术在有可靠的工程经验前提下也可以采用。 注 4: 没有泄漏的裂纹可以使用不停输开孔的方法去除。 注 5: 如果完整的凹陷能被去除。 注 6: 焊接烧穿和环焊缝缺陷可采用打磨去除或使用 A 或 B 型套筒及其他工程实践证明可靠的方法。						
^a 采用沉积焊修复时要求钢管壁厚要满足一个最小值,并控制焊接参数防止烧穿。该方法通常在外壁金属损失大于 80% 时禁止使用 (除非是厚壁管),不推荐在壁厚小于 4.6mm (0.181in) 时使用该方法。 ^b 在弯头处使用复合套筒要求采用特殊技术。 ^c 在套筒和凹陷间的环型空间应采用可硬化的、不可压缩的填充物填充。 ^d 凹陷内的机械损伤应在安装套筒前打磨去除。 ^e 使用不可压缩性填充物修复凹陷时,只能采用可靠的修理方法。该方法应经过可靠的工程试验和分析,以对管道进行永久性地修复。 ^f 保守的工程经验限制在外壁金属损失不大于 80% 公称壁厚下使用 A 型和复合加强修复技术。对于外壁金属损失大于 80% 壁厚的情况,使用 A 型套筒应满足一个最小壁厚。						

9 减缓选择

管道运营公司的完整性管理系统应包括预防、检测,最大限度减小泄漏后果的适用措施。预防措施不一定需要通过其他的内检测数据来确认。在管道的正常运行、初始风险评估、执行基本检测和后续的试验中就可以识别确定。

本章所述的减缓措施包括以下内容:

- 防止 TPD,
- 腐蚀控制。
- 泄漏检测。
- 最大限度减小泄漏后果。
- 降低运行压力。

管道运营公司应充分了解和确定减缓措施实施的效果及其限制条件。

9.1 预防 TPD

TPD 是泄漏的主要原因之一。预防 TPD 应该考虑以下的措施。

9.1.1 一呼即通设备定位系统

管道运营公司应积极参与一呼即通设备定位系统。为确保管道管理的有效性,管道运营公司应保

证所有的管道都包括在一呼即通系统的地图和文件中，并且指派经过培训和装备的专人在每次呼叫报告时正确地找出和标记管道的位置。

9.1.2 改善管道标志

管道标志也可以预防 TPD。增加管道标志可以使管道附近施工作业的第三方更加清晰观察到管道的存在。在公路、铁路和河流穿越段的两边应设明显的管道标志。在第三方活动频繁的地区，应设置管道中心线标志，使得在管道的任何位置至少可以看到两个标志。在其他地区应间隔设置管道标志，以正确标记管道位置。管道也应正确设置航空标志，以利于对管带的周期性空中巡检。所有地面管道标志应标有管道运营公司 24 h 紧急抢修值班电话。

9.1.3 光纤或电子地面侵入监测系统

这些监测系统包括光纤传感器或者金属电缆传感器。通常把光纤或金属电缆安装在高于管道 300 mm~600 mm 上方位置，光纤传感器或者金属电缆传感器监测管道的异常情况。如果电缆被破坏或者剪断，监控装置就会报警并且给出电缆破坏的位置。

光纤或者电子地面破坏监控系统可以在以下三方面减少 TPD 的后果。

a) 破坏预防。

系统在管道被破坏前提示管道运营公司潜在的第三方侵入的位置，管道运营公司能提前采取措施，从而能减少 TPD 事故发生频率。

b) 泄漏预防。

报警系统可以发现那些非第三方损坏引起的泄漏，这样可以使得管道运营公司能够对破坏的位置及时监测和修复，减小泄漏的概率。

c) 减小泄漏量。

如果 TPD 导致管道开裂泄漏，泄漏报警会使管道运营公司立即做出反应，从而极大地减少可能的泄漏数量。

9.1.4 增加埋设深度

增加埋设深度（如地面下 1.5 m~1.8 m）以此减少挖掘和农业活动造成的 TPD。在河流穿越和其他穿越地带，应增加埋地深度。例如，在河流穿越的地区，应该评估其埋设深度，管道应该在冲刷深度之下。不能增加埋深的地方，应考虑其他补救措施，包括水泥套筒、增加标识或把易遭 TPD 的管道用栅栏围起来等。

注意：过多的埋深也会危害管道的安全，如产生过多的应力、不易开挖、管道定位及修复困难等。

9.1.5 增加公众教育

按照管道管理部门的要求，管道运营公司应对公众进行教育。内容是教育公众、应急反应人员、挖掘人员关于管道潜在的危险及管道设备的应急反应措施等。这些活动有助于减少 TPD、提高应急反应能力。在 TPD 易发生的高危地段，管道运营公司应该按照管理要求加大公众教育力度。

9.1.6 管道用地维护

管道用地维护计划将会减少 TPD，提高应急反应能力。下面的方法可以减少 TPD 导致的后果。

a) 控制管道用地的植被。

b) 及时清理管道附近的垃圾、灌木和其他杂物。

c) 管道附近地上、地下障碍物的管理（包括但不限于以下几项：建筑物、工程结构、道路、水池及栅栏等）。

d) 在管道上方操作重型机械。

e) 管道附近的爆破作业。

f) 管道穿越。

g) 管道附近的挖掘和钻探。

此外,经常维护管带(如灌木的清除、更换管道标志等),更有利提醒第三方对管道的保护。

9.1.7 提高巡检频率

管道管理规定要求应对管道用地进行检测和维护。这些检测可以帮助管道运营公司识别第三方活动对管道的威胁。在第三方活动频繁的区域,管道运营公司频繁的检测或采取其他措施能使管道更明显。管道运营公司应该和土地使用者及其他政府机构经常联系以减少对管道用地的侵占。

9.1.8 管道物理保护

物理保护,即加保护设施来防止管道的 TPD。机械防护有两种方式,但一般来说只适用于新管道。

首先,在管道外防腐涂层上面套上混凝土保护管段。外部混凝土保护层可以在工厂里预制完成。外混凝土涂层可以防止挖掘设备、耕地和其他外力对管道造成的破坏。

警告:混凝土与钢制管道接触可以改变 pH 值并引起管道表面的腐蚀。

另一方面,也可以在管道上安装水泥盖板,阻挡挖掘对管道的破坏。选择这种方法时要仔细考虑风险和其他影响因素。注意水泥盖板不要接触管道。

9.1.9 增加管道壁厚

增加管道壁厚可以增加管道抵制 TPD 的能力,但这只是管道建设时的一个考虑。增加壁厚可以对管道的 TPD 提供机械保护,减小管道泄漏的可能性。

对于距离短、管径小的管道,增加壁厚只需很少的投资。对于距离长、管径大的管道,在 TPD 严重的区段(如道路穿越、河流穿越等)应增加管道壁厚。

9.1.10 在管道上安装管道标志带或警告网

在管道上安装管道标志带或警告网是预防 TPD 的另一种措施。这种方法一般在管道安装时采用。颜色鲜亮的带子或塑料网应设置在管道上方 300 mm~600 mm 处,并应用适当的方法标示出来,如有害液体名称、管道运营公司名称等。

9.2 腐蚀控制

9.2.1 阴极保护的监控和维护

涂层结合阴极保护能对管道的外壁提供有效的腐蚀控制。管道应该安装阴极保护系统,并把阴极保护系统参数与管道内检测数据和在第 7 章讲述的其他信息结合起来。

此外,阴极保护系统运行的调整可以根据管道密间隔电位测试和/或管道涂层完整性测试结果。风险评估、内检测数据、巡线系统检测结果、开挖检测和泄漏历史等因素都能说明管道密间隔电位测试的重要性。

9.2.2 管道涂层修复

应该对管道外涂层系统进行评估、检测、维护。腐蚀控制很大程度上依靠外涂层的完整性。

不合格的涂层、失效的阴极保护系统、重大泄漏历史和开挖报告可以为管道运营公司及时修复和更换管段提供参考。

9.2.3 管道清管

管道定期维护清管是降低内腐蚀和提高管道流动性的有效方法。

9.3 检测和减少管道泄漏

如果管道发生了泄漏,可以采取下列方法降低泄漏后果。

- 缩短发现泄漏的时间;
- 缩短找出泄漏点的时间;
- 减少泄漏量;
- 缩短应急反应时间。

9.3.1 减小自然泄漏量

泄漏检测是为了缩短发现泄漏的时间。在泄漏检测系统发出泄漏警报之前对可能的泄漏量进行评

估是很重要的。泄漏检测技术和设备的敏感性和可靠性都较高。但为了更准确地报告泄漏地点，有时候要用其他泄漏检测技术。

泄漏监测系统的选择要根据管道的具体要求。要考虑的因素包括：管道的长度和管径、输送介质、安装和修复的复杂程度、高后果区、可接受的泄漏系统性能检测准则、风险评估结果和其他完整性管理数据，如内检测数据。过多误报警会影响检测系统的可信度。任何系统中都要考虑误报警的因素。

泄漏检测系统制造商或者是制造商销售代表应该为管道运营公司提供书面形式的系统性能及局限性的描述。

通讯系统的性能和可靠性可能会影响检测系统的性能和反应时间。管道运营公司应评估重要系统的通讯程序，重要系统要求在事故发生后很短时间做出反应。对系统的改进可以缩短泄漏的检测和反应时间，从而减小后果。

对负责监测泄漏检测系统数据/报警功能的人员应该进行操作和维护培训。培训应包括对泄漏检测报警的认识和分析及管道压力的基本概念（稳态和瞬态）。管道泄漏检测技术在不断地进步和提高，因此，做泄漏检测决策的时候要考虑新技术。

9.3.2 泄漏监测系统的类型

下面简要介绍现有的泄漏监测系统：

a) 动态流动模型。

这个模型通过水力计算对运行状态进行仿真，然后把计算压力（基于流速、温度、管路特性和密度而计算出）和沿管道不同测量点测得的实时数据进行比较，得出与预制报警点之间的偏差。当偏差超过设置点数值的时候，系统发出报警。这种系统通常要和管道 SCADA 系统相结合。系统不能提供泄漏点的信息。

b) 化学示踪剂。

此方法要求把少量的挥发性化学示踪剂和管道内油品混合。化学示踪剂不是管道内油品的组成成分，而且不会在土壤中自然地产生。在对管道注入化学示踪剂后，收集管道外部土壤中的蒸汽样品。土壤蒸汽样品由沿着管道间歇安装的探针或其他设施收集。通过对与管道内成分混合的特定化学示踪剂的气体层析性分析，可对采集的蒸汽样品分析。样品中含有的示踪剂只有在管道泄漏发生的时候才可能检测到。这些系统可以提供单一的或者连续的液体密闭性测试并且可以提供泄漏地点的信息。

c) 泄漏检测电缆。

传感电缆与烃类液体接触后可以发出报警。烃类液体出现后可以在两根传感电缆之间形成闭合回路，发出报警。泄漏检测电缆一般在聚氯乙烯管内，沿管道方向铺设，或置于管道的下侧。该系统通过的电子监控单元提供连续的检测，电子监控单元可以与 SCADA 系统接口，提供泄漏地点信息。

d) 密闭（静态）泄漏检测。

这项技术是在管道充满油品后进行压力测试。在管道充装液体过程中，通过一个关闭阀来建立起管道的压力。管道运营公司可以利用这个泄漏检测工具来分析静态流动模型，这样就避免了分析复杂的管道实际运行状况。如果管道运输中断，泵站的压力（补偿温度变化后）应该保持恒定。对该压力进行压力损失监控。这种方法不能给出泄漏地点的信息。

e) 压力点分析泄漏检测软件。

该系统软件由两个相对独立的泄漏检测方法组合而成：压力点分析和质量平衡。为了将一般的操作事件与泄漏区别开来，使用了状态识别算法。当与通讯系统一同使用时，压力点分析法可以给出泄漏地点。

9.3.3 提高应急响应能力

动态、综合的管道泄漏信息是通过管道运行系统报警、泄漏检测监控、第三方观察、应急响应部门来传递的。对于每种方式都要建立相应的应急处理程序。这些程序应该定义一种行动计划，包括以

下方面:

- a) 确定各个组织处理、通报泄漏事件的责任。
- b) 对所有负责泄漏事件应急的人员进行培训提高其应急反应能力。
- c) 必要时,立即对泄漏进行核实。
- d) 对泄漏源进行隔离和控制。
- e) 按照制定的程序对特定的环境破坏和泄漏量进行控制。

9.3.4 各个组织处理、通报泄漏事件的责任

管道操作人员要对其权利和责任有清楚的认识,还应该清楚事故发生时应该怎样让管道运营公司相关部门及时获得信息。

9.3.5 对所有负责泄漏事件处理的人员进行培训

应该对相关人员进行培训,以使他们在其所负责的区域内发生自然泄漏时能做出快速反应。培训应该包括:

- a) 通知公司内部人员和公司外部相关部门的程序。
- b) 用来减小泄漏后果的技术、设备、程序。
- c) 其他现有的控制和减少自然泄漏的资源。

应急反应演习应该结合建立的应急反应小组提供对内部操作人员和外部相关部门的培训来执行。

9.3.6 泄漏确认

对泄漏报警进行确认和通知的程序应当明确界定并且具有可操作性。如果有必要确认泄漏是否发生,这个过程应该在尽可能短的时间内完成。泄漏确认后,管道运营公司就应该立即采取行动来控制泄漏量。

9.3.7 对泄漏源进行隔离和控制

应立即控制泄漏源。控制措施根据不同的泄漏量、泄漏速度、位置和管道运行性能来确定。管道运营公司应该对上述每个因素建立相应处理程序。

控制泄漏源的基本方法:

- a) 降低管道运行压力。
- b) 整条管道停止输送,关闭泄漏源附近的阀。
- c) 通过关闭截断阀来隔离泄漏管段。

应明确有权利和义务减小运行压力或者做停输处理的人员,这些人员应随时候命。减小运行压力或者做停输处理的标准应该明确、简洁。如果泄漏被确认,应立即限制输送压力流量。

9.3.7.1 截断阀或止回阀

截断阀或止回阀(应急流量限制的一种)可以限制泄漏量。但是截断阀或止回阀只能减少泄漏而不能彻底控制泄漏。许多情况下,通过安装截断阀或止回阀把管道分段可以减少泄漏量。但这要根据地形、是否容易安装、产品类型来确定。

9.3.7.2 应急流量限制装置

可以用应急流量限制装置如干线阀门(手动和电动)和止回阀来减少泄漏量。管道事故的泄漏量和很多因素有关,如泄漏液体的物性、管道内液体的体积、管道特性(所经过的地形)、及管道泄放口径等。因为管道地形和其他因素对管道影响不同,不同管段的泄漏量要具体分析。如果分析所得的泄漏量不能接受,那就要考虑安装截断阀以及阀门关闭方式。

9.3.7.3 应急流量限制装置的局限性

由于遥控或者自动阀发生故障可能会增加泄漏。而且由于误操作会引起阀门意外关闭,可能会引起其他运行问题,如过压和管道开裂。

1993年,加利福尼亚州马歇尔调查结果显示,州内和州际对11万多千米有害液体管道的截断阀的有效性进行了分析。此份报告显示:截断阀开度和泄漏没有太大关系。调查结果还显示:50%事故

的泄漏量小于两个截断阀之间产品容量的1%，只有4.6%事故的泄漏量超过了两个相邻截断阀的最大允许泄漏量。调查发现，在长距离管段上（超过16 km）安装截断阀是有必要的。但是调查指出，地形和其他因素（如附近人口密度、环境敏感区）对管段的影响不同。

9.3.8 泄漏的控制

如果泄漏量和泄漏位置符合预定的泄漏指标，管道运营公司就要立即派事故处理组和第三方处理组到现场进行事故处理。对所有管段都要制定所允许的最大事故反应时间。事故处理组应该装备良好、训练有素或能够动用相应资源对各种各样的自然泄漏量进行控制。

管道运营公司或相应部门应根据泄漏量、位置、对环境及公众的影响进行操作人员和其他组织人员的配置。通常有一套事故处理程序或者统一的文件来确定任命处理不同泄漏地点的事故的人员，并通知所有涉及的团体，从而避免事故处理中的矛盾和无人决策的现象。

9.4 降压运行

降压运行是降低风险的暂时或者长久的措施。在对缺陷进行开挖、修复前，降低运行压力是暂时的、有效的降低风险措施。在一些情况下，管道运营公司可以根据管道失效的后果确定压力降低的幅度。降低运行压力能降低风险，类似于进行水压试验，降压运行后能获得较大的安全系数。

10 完整性管理计划的修正

应把管道运营公司完整性管理计划中检测所得数据进行分析并融入以前收集的数据中去。这种数据和其他完整性管理相关数据，应持续的收集、更新、总结并且综合到管道运营公司的数据库中（见第6章）。数据综合和定期的风险评估将导致新的风险减缓计划和随后的完整性管理计划的修正。

分析检测数据可以制定出一系列降低风险的措施。一些措施要求立即采取行动而另一些措施要求制定长期的计划。降低风险所采取的措施的重要程度取决于管道运营公司数据分析和风险评估结果的综合。

11 管道泵站和终端的完整性管理

从概念上讲，管道泵站和终端的风险管理与管道本身的风险管理相似。第4章的框架适用于泵站和终端，也适用于管道本身。但泵站和终端在数据采集、风险评估、检测工具和技术、风险降低措施等方面有其独特的特点。本章重点强调管道泵站和终端的风险评估。

任何适用于管道的风险评估方法也适用于泵站和终端。但设备模型中的数据和管道模型中的数据不同。设备只占有限的地域，与长输管道所占广阔地域相比，设备的风险评估要简单得多。但另一方面，与设备相连接的部分如汇管、阀门、法兰连接、阴极保护系统、管道支架、辅助设备和管道仪器仪表的复杂性使完整性评估与阀门较少的长输管道相比有更大的难度。

11.1 泵站和终端数据采集的特殊性

11.1.1 历史事故

管道设备的风评估应该包括所有设备和管道设计中类似的设备情况的历史事故记录。设备泄漏的种类和性质不同，尤其是与长输管道的泄漏，差别很大。腐蚀是造成管道泄漏的两大主要原因之一，但对于设备来说，腐蚀只是其中一个因素，排在人工误操作、非管道设备失效之后。非管道设备泄漏包括泵密封的泄漏、阀杆密封的泄漏、螺纹接口的泄漏。TPD是长输管道泄漏的最主要原因。但对管道设备来说，由于防护和安全措施，这种现象较少。

全面分析设备历史事故包括根本原因的分析，对于分析失效概率、后果及确定降低风险措施都非常重要。

11.1.2 设备数据

在对泵站和终端进行风险评估的时候要用到以下数据：

- a) 设计数据。设计数据要尽可能从原始和修订的设计图纸和规范中得到。如果没有，可以进行

现场调研。设计数据包括：

- 设计压力；
- 正常运行压力；
- 运行温度；
- 管道数据，包括制造商、壁厚、钢等级、冲击韧性和制造工艺；
- 材料相容性；
- 附件数据（法兰、零件），包括 ANSI 压力等级；
- 管道位置——地面管道或者埋地管道；
- 管道连接——焊接、法兰连接或者是螺纹连接；
- 阀——手动、电动或是液压驱动；
- 罐——型号、结构、罐容、使用期限、通风和蒸汽控制系统；
- 管道、罐和附件的使用期限；
- 涂层；
- 阴极保护；
- 泄压装置；
- 保护装置——控制阀、压力开关、液位报警器；
- 油水分离器；
- 溢出防护措施——防护堤、收集池；
- 雨水排水/集水；
- 辅助管道和仪器；
- 设备密封和密封泄漏防护；
- 设备和管道到地界线的距离。

b) 腐蚀数据。必需收集关于腐蚀控制的类型和效果的数据，腐蚀数据包括：

- 管道涂层种类及其使用年限和使用条件；
- 腐蚀机理和监测结果；
- 管道保温层种类及其使用年限和使用条件；
- 阴极保护系统及其使用年限和使用条件；
- 密间隔电位检测结果；
- 地上管道的涂层、覆盖层系统。

c) 安全信息。安全信息包括：

- 栅栏；
- 安全监控系统；
- 照明设备；
- 周围建筑物；
- 可见设备；
- 标志物。

d) 设备所处环境的信息。这些信息包括：

- 土壤类型；
- 土壤气体测量；
- 地下水深度；
- 管道下游的池塘、湖泊、小溪和湿地。

e) 地下水监测井位置。这些信息包括：

- 水质；

- 附近野生物栖息地；
- 附近饮用水资源；
- 雨水管和生活污水管位置。
- f) 设备周围环境信息。这些信息包括：
 - 下游或者是下风口附近的人口分布；
 - 公共建筑物；
 - 公路和高速公路；
 - 逃生路线；
 - 商用通航水道；
 - 地下水监测井位置；
 - 水质。
- g) 设备运行特征信息。这些信息包括：
 - 产品型号和特征；
 - 正常运行压力；
 - 是否人工操作；
 - 操作程序；
 - 设备目测检测频率；
 - 管道运营公司培训；
 - 操作错误和侥幸没有导致严重后果的操作记录；
 - 设备保养记录；
 - 管道检测记录；
 - 设备失效记录。
- h) 设备应急能力信息。这些信息包括：
 - 灭火能力，包括设备灭火能力和人员培训情况；
 - 当地消防部门灭火能力、位置等。

11.2 降低风险措施涉及的特殊问题

设备的降低风险包含风险概率和后果两方面。其中，泄漏预防措施可以降低设备失效概率，泄漏检测、抑制、响应和补救措施可以降低设备事故后果。

例如，密封泄漏是设备正常泄漏的主要原因之一，可以用不同材料和设计上更坚固的来代替原来的密封或者用可预防维护技术来定期的更换密封，降低设备失效概率。

11.3 减缓风险的措施

降低自然泄漏后果的措施包括：

- a) 液体探测收集系统，比如通过阀门或连接设备将泄漏的产品直接转到机油箱或其他收集设备；
- b) 对设备进行定期的外观检测，及时发现密封泄漏以及泄漏到环境中少量产品，而且这种泄漏容易回收和及时修复；
- c) 泄漏检测仪器或系统，一旦管道发生泄漏，就可以检测到。

11.3.1 检测

可以对设备安排周期性的外观检测，设备外观检测应该包括以下几个方面：

- a) 明显的泄漏或泄漏的痕迹，比如阀门、法兰周围的污迹或有污迹的土壤和沙粒；
- b) 用仪器对管道连接处、腐蚀管道、管道辅助系统的泄漏处进行检测；
- c) 管道辅助系统和管道由于过分的震动而产生的疲劳甚至失效；
- d) 机油箱液面；
- e) 螺纹或法兰装置连接的松动；

- f) 油/水分离器；
- g) 在回收池是否有油光层；
- h) 安全防护的状况，破坏的标记或未经过允许的进入；
- i) 裸露管道的表面腐蚀。

可以对管道设施安排定期的无损检测，包括射线照片、超声波或其他适宜的技术。

11.3.2 保护装置的常规维护

设施包括许多保护设备，包括调压装置比如控制阀、压力开关和计量装置、开关和报警装置，这些设备应进行定期的检测、调试和测试以确保正常工作。

11.3.3 腐蚀控制

阴极保护系统应当定期修复，可以用密间隔电位测试评估阴极保护的有效性。涂层系统的完整性也应该进行评估。如果是内腐蚀，应该评估缓蚀剂或杀菌剂。应该识别出死管段，对其内腐蚀发生的可能性进行评估。

11.3.4 储罐

储罐的检测、维护和修复可以参考 SY/T 6620—2005。

11.3.5 泄漏检测

发现泄漏以及减少后果的可能的措施包括：

- a) 安装烃传感电缆/设备。
- b) 安装气体感应器来检测易燃的气体。
- c) 完整性测试（泄漏检测/严密性测试、水压试验，化学示踪剂）。

11.3.6 应急反应能力

提高管道应急反应能力，减少正常的泄漏损失潜在的预防措施包括：

- a) 现场泄漏围堵设备和材料。
- b) 预先放置回收装置。
- c) 建立联合反应小组。
- d) 应急反应培训，包括参加定期的应急演练。

11.3.7 设备设计考虑

建设新的设备或现有设备更新或改造，改进的设计能提高设备功能，比如：

- a) 使管道容易检测，比如限制埋地管道的数量。
- b) 避免埋地法兰或螺纹连接。
- c) 避免低流速和死管段。
- d) 减少易于破损的小阀门的数量。
- e) 在罐和管道安装衬套或密封栏。
- f) 建立地面排水装置，通过下溢池排水。
- g) 安装远程的计量装置。

12 程序评估

这部分的目的足给管道运营公司提供评估完整性管理有效性的方法。任何一条管道运营公司的目的是使管道的运行不会对人员、环境、公众以及他们的用户产生不良的影响。评估需要在管道运营公司定期总结完整性维护计划的有效性的基础上进行。从最基本意义来讲，程序评估可以帮助管道运营公司回答以下的问题：

- a) 是否在做所承诺要做的事情。
- b) 将要做的事情对管道系统的完整性是否有用。

12.1 效能测试

管道运营公司应该收集关于效能测试的信息以及定期评估完整性方法以及其降低、预防风险措施包括修复等方法的有效性。管道运营公司也应该评估其管理系统和程序是否能有效支持完整性决策。将效能测试和系统内、外审核结合起来对于评估管道完整性程序的总体有效性是非常必要的。

每一个管道运营公司至少有 10 个效能测试方案。这 10 个效能测试应该包括：主要的、次要的、恶化后的测试等的分配。效能测试应该是完整性计划的一部分，是基于管道失效机制或对每一条运营管道完整性的威胁的理解之上。

效能测试应包括以下 10 个方面：

- a) 效能测试的目标是使自然泄漏的总体积减少以至最终达到 0。
- b) 效能检测的目标是使自然泄漏的总次数（基于 20 L 的临界值）减少到 0。
- c) 效能测试的目标是说明一年内完整性管理行为完成的百分比。
- d) 效能测试的目标是跟踪和评估管道运营公司管理活动的有效性。
- e) 基本描述管道系统的完整性，包括针对管道运营公司定期完整性管理定性和定量规划的改进措施总结。
- f) 效能测试应基于 49CFR Part 195 对管道系统进行内部审核。
- g) 效能测试应基于 49CFR Part 195 对管道系统进行外部审核。
- h) 效能测试应基于对管道完整性产生负面影响的操作性事件（例如，发生泄漏、违章关阀、SCADA 系统的储运损耗等）。
- i) 效能测试应说明在高风险地方实施完整性管理能够降低风险。
- j) 效能测试是能够说明在管道泵站和终点站的高风险地方实施完整性管理能够降低风险。

12.2 效能测试方法

本标准在前面谈到的所有关于风险评估和减缓方法是为了减少产品泄漏的可能性和后果。最后完整性管理程序的效能测试是评判减少泄漏的程度，但典型的完整性管理程序应该包括很多因素，程序的实施需要很长的时间，因此完整性管理程序不能仅仅基于一个测试。本小节描述了一个监测完整性计划各个组成部分的方法，说明了各个环节与整个计划的成功是息息相关的，效能测试实际是从最初指示（泄漏或失效前）到最后（泄漏或失效后）形成一个连续的整体，包括过程测试、恶化测试和实际的泄漏和失效测试。这些测试之间的区别有时候不是很明显。

a) 选择过程测试。

管道运营公司通常采取监督和预防措施，这些测试说明一个管道运营公司是如何很好的运用完整性计划中的各个因素。这些措施回答了这样一个问题：一旦这计划被确定后，应如何执行各个细节。由于并不是所有的过程测试都能很好地起到作用，所以过程测试应进行周密的选择。

b) 恶化测试。

操作和维护趋势表明尽管采取了一些预防措施，系统的完整性仍在不断降低。此种类型的效能测试可能说明尽管采取了一些很好的预防措施，但是系统的条件仍在恶化。例如，其他的一些效能测试可能表明腐蚀造成壁厚减少的速率是在预测参数范围之内或不在预测范围之内。恶化测试应该不断评估来了解其变化趋势。

c) 失效测试。

例子包括泄漏历史、事故反应、清理费用、产品损失以及回收率等。这些测试清楚地表明完整性程序的最终日的没有达到，但后果却有所减轻，如溢出减少、损失减少、反应加快以及清理更有效等。失效测试应该不断评估以理解其变化。

表 12-1 是从最初到最后的统一的效能测试之间的关系例子。此表也阐述了效能测试的三种方法之间的关系以及提出一种方法来改进效能测试和管道失效机制的关系。鼓励管道运营公司创造自己的效能测试方法。

12.3 通过内部比较评估效能

管道运营公司可通过对现在和过去的效能进行比较,来评估目前的效能并制定一些具体的目标。通过不断地进行内部比较可以分析效能变化趋势。

在同一条管道中不同部分(例如,在高后果区部分和高后果区以外部分)进行内部比较可以用来评估具体预防和减缓措施的有效性。

在同一个管道运营公司从一个地理区域到另一个地理位置,或从一个商业单位到另一个商业单位做内部比较也是鉴别有缺陷地区的有效方式。

12.4 通过外部比较评估效能

外部比较更加不容易进行,当涉及到预防和缓解措施时特别难以实现。当这些管道运营公司没有进行直接的竞争时,其基准比较可能还切合实际。

管道运营公司应对其工业效能进行定期的比较评估。为了确保能够接近外部数据库,管道运营公司应积极参与数据收集,建立工业范围数据库。管道工业宜在各管道管理者的自愿参加下建立功能追踪数据库。跟踪的泄漏事故基准可参考本标准附录C。每个管道运营公司应按标准的数据表收集内部事故数据信息。只有利用标准的数据格式,才能对每个管道运营公司进行外部比较。

为了对事故趋势进行分析,系统特征也应该利用标准格式(长度、管径、建设年份、管材尺寸、运行压力和动态容量)来获取。管道工业为系统特征制定一些数据标准,这些系统特征标准数据(也叫基础数据)可参考本标准附录D。管道运营公司即使不选择系统基础信息共享到外部数据库,也应该利用标准数据来收集基础数据以对其进行趋势分析。

12.5 审核

管道运营公司应不断对完整性管理的内容进行审核来决定其有效性以确保完整性管理是按照计划执行的并符合所有法规要求。审核可以由内部人员(自我评估)、外部咨询公司,或法规部门组织执行。完整性管理程序审核应该包括以下几个问题:

- a) 在管道运营公司的程序文件中是否概述实施行为。
- b) 对每一个课题范围是否有指派的人负责。
- c) 是否有合适的参考资料可以使用。
- d) 各个主题范围的工作人员是否进行了培训。
- e) 是否利用法规要求的合格的人员。
- f) 是否按照本标准大纲中的完整性管理框架来正确实施完整性管理。
- g) 管道运营公司是否以文件记录所有要求的完整性管理活动。
- h) 行动是否被跟踪。
- i) 管道运营公司制定风险标准的依据是否进行了正式的讨论。
- j) 是否建立了大修、重新分级、替换或替换损坏管段的标准,是否建立了上述终点站、泵站以及管道和减压系统的标准。
- k) 是否有书面的完整性管理制度。
- l) 是否有完整性管理相关的书面程序。

12.6 效能改进

完整性管理程序评估应该不断进行,不断收集信息并存档。由于管道运营公司的完整性管理程序的详细细节有区别,所以应该设置一系列正确的、详细的效能测试。12.1 区别了所有可采用的效能测试。许多的管道运营公司应选出多个的效能测试方案。

内部审核和外部审核应该作为理解管道完整性项目效能的附加信息,完整性管理项目的改进建议应该在项目评估的基础上发展,包括效能测试和审核。效能测试和审核结果将作为以后风险评估的因素。

效能测试和审核的结果(包括所有随后的建议),应向所有管道运营公司中负责管道完整性管理和运营的人员进行汇报,执行情况应该至少一年审核一次。

表 12-1 效能测试分类举例

	指示器		
	最初←		→最后
失效机理	选择过程测试	恶化测试	失效测试
TPD			
在失效时第三方开挖、施工或其他工作	遵照“一般原则” 查询的次数 “一呼即通”系统的数目	无查询的航空巡线报告 缺乏足够的一呼即通系统 检测发现缺陷	由于 TPD 导致的泄漏
在失效前第三方开挖、建设或其他工作		没有查询的航空巡线报告 缺乏足够的一呼即通系统	检测发现缺陷 发现管道 TPD
其他 TPD, 包括蓄意破坏, 第三方机动车辆碰撞, 或其他有意或无意的破坏	参照 49CFR Part195 第 442 部分	巡检报告; 检测发现缺陷	由于 TPD 导致的泄漏
腐蚀			
外腐蚀	外腐蚀保护、涂层、阴极保护、测试桩、腐蚀控制等; 遵照 SY 0007—1999	检测发现腐蚀; 每年阴极保护特例报告; 密间隔电位检测; 干扰检测	由于腐蚀泄漏
内腐蚀	水含量; 硫化氢含量; 二氧化碳含量	试片测试; 检测腐蚀的清管器; 清管器运行时间间隔	由于腐蚀泄漏
材料失效			
管材、管道密封、管道焊缝或修复焊缝失效	适当材料的讨论	环向漏磁内检测工具运行结果; 静压实验爆破	泄漏或开裂
设备失效			
设备故障或非管道组件失效	不适当的规范; 不适当材料; 泵的效率测试; 维护培训; 对系统问题的根本失效原因进行分析; 维护措施	控制阀的测试; 高压关闭设施的测试; 减压阀的测试; 腐蚀失效; 油罐检验、修理、改建和翻建; API 570 检测	由于衬垫和包装失效发生泄漏; 由于罐失效发生泄漏; 集油罐泄漏
操作失误			
由于管道运营公司或承包者对设备或管道造成开挖或物理损坏	适当训练; 内部一次呼叫	误报的次数	泄漏; 由于清管器造成管道失效
阀门放置错误位置		减压阀失效; 污染	过压; 泄漏
管道或设备超压	参照美国运输部 49 CFR Part 195 有害液体的管道运输; 讨论训练计划	运行减压阀的数量	泄漏

表 12-1 (续)

		最初 ←————— 指示器 —————→ 最后	
动力设备			
罐溢出	操作程序是适当的： 输送计划改变或不按计划输送	警报维护	
其他人为失误		隔绝减压阀以及关闭长时间运转的设备	泄漏
外界自然影响			
寒冷天气			
暴雨/洪水	警报含水检测	冲刷裸露管道	开裂
闪电	由于地面错误造成站关闭		着火
地层移动	地震	地层塌陷	开裂
其他			

13 完整性管理程序的变更管理

一旦管道完整性程序建立起来了，管道操作人员应不断的进行监测和改进此程序。管道运营公司所做的管道变化以及其他人所做对管道影响的变化将可能影响完整性项目以及采用的风险控制措施顺序。为了确保计划的持续有效性，管道运营公司应：

- 在变更发生前或发生后不久识别出来。
- 确保这些变更不能增加风险。
- 修订管道完整性程序中受影响的部分。

有管理变更（MOC）的管道运营公司应该验证本章提到的变化的类型都包含在他们的 MOC 程序里。对于其他的管道运营公司，应该建立一个辨别和管理管道完整性程序变化的系统。

13.1 识别影响完整性程序的变更

为了保持管道完整性程序的现时性，管道运营公司应该能够识别由于管道可能的变化所影响管道完整性程序中任何一个风险因素变化的方式，这些变更有以下几个方面：

- 添加、删除或改变管道设备。
- 液体输送介质的改变和/或者影响风险优先次序的运行条件的变化以及所使用的任何泄漏控制的或其他缓解措施的变化。
- 流速和/或运行压力的变化。
- 重新启动停输很长时间或还未进行修复的设备或系统。
- 现有程序的变化或增加新的程序。
- 路权变化（例如，土地使用变化）。
- 法规变化。

管道运营公司应认识到这些变化，并适当总结这些变化。

13.2 管道完整性管理程序的更新

一个变化可以影响一个或所有管道完整性管理程序，本标准第 5 章～第 12 章阐述了完整性管理程序变化的因素。作为变更管理的一部分，管道运营公司应该评估的完整性管理问题包括：

- 潜在的影响或被影响区域是否改变（第 5 章）。
- 数据是否增加、删除或更新（第 6 章）。

- c) 变更是否影响了输入的数据或在风险评估中所做的假设（第 7 章）。
- d) 变更是否影响了检测、预防或减缓措施的计划（第 9 章）。
- e) 变更是否导致完整性管理程序需要重新修订（第 10 章）。
- f) 变更是否影响管道泵站、终端和/或输送设施的完整性程序（第 11 章）。
- g) 变更是否影响了任何效能指标或审核标准（第 12 章）。

任何影响管道完整性管理程序的变化应存档。对受影响的管道完整性管理程序所做的修改应在修订中体现出来。

附录 A

(资料性附录)

缺陷的类型、起因及相关问题

A.1 金属损失(腐蚀)

腐蚀为材料(通常指金属)和它周围的环境发生反应而产生的变质损坏。金属腐蚀速率是由周围所处的环境所控制的,可以采取一些措施来阻止腐蚀发生。

绝大多数腐蚀发生的形式(内腐蚀或外腐蚀)可以划分成几种主要类型,虽然腐蚀有许多不同形式,但是,每一种都有一些相同的要素。

- a) 阳极。
- b) 阴极。
- c) 连接阴极和阳极的金属通道(通常是管道本身)。
- d) 电解液(通常是土壤和地下水)。

这四个要素虽然简单,但是不管什么类型的腐蚀缺一不可,缺少任何一项将会阻止电化学反应的发生,这是控制腐蚀措施的基本出发点。

基本的腐蚀控制方法包括选择合适的材料、防腐涂料和防腐层、缓蚀剂、电介质隔离法和阴极保护。这些方法中每一种都有自身的优点和缺点。当计划进行综合性的腐蚀控制时,应该考虑所有的方法。

A.1.1 外腐蚀

当管道埋地时,可以产生典型的阳极和阴极区,主要是由管材制造过程、周围环境、其他埋地设施以及其他因素造成的。管道本身是金属通道,土壤是电解液。管道的外腐蚀可以分为全面腐蚀或局部腐蚀。

局部腐蚀通常是在一个小范围或许多相互连接的小区域。局部腐蚀(点蚀)可能是单个的或多个整个管道壁厚包围的点蚀坑。可以通过对腐蚀点长度和深度的测量,来计算局部腐蚀处管材的剩余强度。细菌、氧浓度之间的差异、杂散电流、原电池间的相互作用能够引起局部腐蚀。由于局部腐蚀的面积非常小,但是在有些情况下,腐蚀速率却是非常高,因此,局部腐蚀会影响管道完整性。

埋地管道的外腐蚀控制可以采取阴极保护和防腐层相结合,防腐层在管道和土壤之间形成一道屏障,使管道和电解液隔绝。阴极保护和防腐层结合从而更有效地控制腐蚀。阴极保护本质上是将管道阳极区变为阴极区。杂散电流腐蚀(通常是点蚀)是由外界的电流源引起的。

A.1.2 选择性的 ERW 焊缝腐蚀

选择性的 ERW 焊缝腐蚀(也叫优先焊缝腐蚀)是管道在穿过或靠近焊缝处发生内腐蚀或外腐蚀时导致金属损失。焊缝区域的腐蚀速率比周围金属的腐蚀速率大得多。结果是在焊缝周围产生 V 型的裂缝或沟槽。在一些 ERW 钢管中,焊缝区域表现出低开裂韧性,选择性的焊缝腐蚀和低韧性产生一系列的破坏,比在管体中的全面腐蚀更容易引起管道开裂。

A.1.3 狭长轴向外腐蚀

狭长轴向外腐蚀(NAEC)不仅仅被发现在管道纵向焊缝,在缠有聚乙烯胶带的管道双向埋弧焊缝处也经常发现。在有褶皱的地方将可能使水进入,从而使管道外表面受到阴极保护屏蔽。这些区域沿着轴向延伸而且接近焊缝。最终,这些沟槽状的缺陷可能比常见的腐蚀更容易引起管道开裂。

A.1.4 内腐蚀

内腐蚀和外腐蚀具有相同机理。提炼的石油产品或原油里含有水、细菌、化学污染物和杂质,在管道内部产生腐蚀环境。和外腐蚀一样,内腐蚀也有全面腐蚀和局部腐蚀。

管道外表面进行阴极保护对减轻内腐蚀是无效的。只有在内表面施加阴极保护时（比如水罐内部），才能减轻内腐蚀。由于应用上的困难，通常在管道内部不施加阴极保护。经常用防蚀化学物（比如缓蚀剂、杀菌剂）来阻止内腐蚀，定期进行清管并结合化学处理方法能有效地除去管道中的水和杂质，从而有助于阻止内腐蚀的发生。

A.1.5 沉积腐蚀

沉积腐蚀是内腐蚀的一种，经常在管道底部发现，可能通过细菌腐蚀起作用。水池，特别是在输送未处理的原油管道，将可能产生腐蚀过程中所需要的电解液以及含有溶解的腐蚀物（比如氯化物和酸性气体）。池底的水将可能作为介质为硫酸盐还原细菌的增长提供养分。

这种情况下的局部腐蚀通过以下机理发生：

- a) 粘结沉淀物在金属表面形成腐蚀回路的阴极区和阳极区。
- b) 水中氯化物破坏钝化膜并水解形成酸性条件。
- c) 分解的气体产生酸性溶液并形成腐蚀原电池的阳极产物。

这些沉积物下的浓差电池的发展能加速管道底部的腐蚀，这类腐蚀通常很难控制，因为沉淀物防止腐蚀物被流体冲走的同时也阻止缓蚀剂进入腐蚀区域，这个沉积层也阻止生物杀菌剂接触腐蚀微生物。

A.1.6 其他类型腐蚀

如上所述，有许多不同类型的腐蚀，管道腐蚀的类型基本上是由所处的环境决定，以下是其他几种不同类型的腐蚀。

A.1.6.1 细菌腐蚀〔微生物腐蚀〕

细菌几乎存在于所有的土壤和水中，有些细菌不能引起金属腐蚀，但是也有一些细菌例外。这些细菌基本有两种类型，一种是好氧型（利用氧气），一种是厌氧型（不需要氧气）。当环境中的温度、湿度和营养成分等适合时，两种细菌能生存在同一环境中。在氧气充足的地方，好氧型的细菌大量存在，而在氧气缺乏的地方，厌氧型细菌大量存在。两种细菌为管道内腐蚀和外腐蚀创造条件。

微生物对含铁金属的腐蚀有很大影响，这些细菌将消耗氢和硫酸盐，通常被称为硫酸盐还原菌（SRB）。这些细菌不直接腐蚀金属，但是使电解液改变后而加速腐蚀。它们不仅仅将硫化物转化成腐蚀管道的硫酸，同时也将消耗氢，从而破坏阴极保护结构中的极化膜，增加阴极保护所需的有效电流。

在不流动的淡水和盐水里、厚粘土、湿地、沼泽、绝大部分潮湿、有机物、缺氧、硫化物形成的地方可以发现厌氧菌。在几千米深的桩井，厌氧菌也是主要的腐蚀因素。

当可以得到充足的有机物食物时，好氧菌能够生成埋地钢管腐蚀的环境，由这类细菌和现有的有机物可产生各种各样的有机酸。当细菌产生二氧化碳，它将与水化合成碳酸和氨类化合物，而这些物质将被氧化成氮和含氮酸。在合适的条件下能形成乳酸、醋酸、柠檬酸、草酸、丁酸和其他类型的酸。

好氧菌可以侵入管道的有机材料防腐层中并把它们作为“食物”，包括沥青防腐层、沥青底漆、粘合剂、牛皮纸和管道油毡。

A.1.6.2 原电池腐蚀

原电池腐蚀是通过两种或多种不同的金属在电解液中耦合形成电流。一种金属作为阳极，一种金属作为阴极。如上所述，一块钢上有阴极和阳极区，当不同的合金（如铜和不锈钢）与钢接触时或新管道和老管道连接时就会产生这些区域。当焊接管道使用不同的金属时，也可能产生原电池腐蚀。

另外，由于管道焊缝连接处有残余应力，也能产生原电池腐蚀。在管道上存在混凝土的地方也可能发生原电池腐蚀，比如有些区域是钢混凝土涂层，而有些不足，都能导致原电池腐蚀。

A.1.6.3 应力腐蚀

应力腐蚀开裂（SCC）是环境产生破裂的一种，小裂纹在长度和深度上慢慢发展。这些单独的小裂纹可能成片出现并最终连在一起形成大的裂纹。应力腐蚀开裂可能在管道上出现很长时间而不会发

生问题,但是,一旦裂纹足够大时,管道将泄漏或开裂。

发生应力腐蚀开裂要有三个条件:

- a) 微观结构——通常所使用的管道用钢都容易受影响,但是敏感程度随着拉应力增加而增加;
- b) 环境——应力腐蚀开裂的具体形式是和具体地形以及土壤类型相联系的,特别是干湿交替的地带和易于损坏或没有涂层的地方。然而,由于管道表面局部的电化学将可能被周围环境隔绝,所以应力腐蚀开裂能够发生在大多数土壤类型中。因此,管道涂层的类型和条件是非常重要的因素;
- c) 应力值——即使可能没有低的临界应力值,应力腐蚀开裂的敏感性随着应力的增加也将增加。应力可能发生在局部结构不连续的地方(例如,焊接点、固定墩)或由于外力变形(例如,岩石冲击坑)产生的变形点。循环应力破坏裂纹表面氧化膜,而使裂纹尖端又暴露于腐蚀环境,从而促使应力腐蚀开裂增长。应力腐蚀开裂裂纹的形成,循环载荷是一个非常重要的因素。

应力腐蚀开裂有两种形式:高 pH (典型的)、接近中性(非典型的)。前者主要形成于很小的阴极电位范围内且 pH 值高于 9 的地方。它的敏感性随着管道的运行温度增加而增加,裂纹主要形成于晶间。涂覆煤焦油和沥青防腐层的管道容易发生这种类型的裂纹。

接近中性的应力腐蚀开裂在 pH 值 5.5~7.5 之间易于发生。主要发生在地下水和冷气候中二氧化碳集中的地方。裂纹通常是穿晶的、宽的,而且比高 pH 的应力腐蚀开裂更容易腐蚀。缠带涂层系统容易形成这类环境。

由阴极保护电位过高引起的氢鼓泡可加速裂纹开裂,这种失效叫“氢致开裂”。

A.2 建设损害/TPD (TPD)

管道和管道焊接缺陷可能发生在建设期或维护期。这些缺陷按类型上可分为凹陷、沟槽、咬边、未熔合、未焊透、裂纹。

TPD 和外力,比如地壳移动和挖掘设备可能引起凹陷、沟槽、凿槽、管道支撑缺失、管道变形和覆盖层损失。

A.2.1 凹陷

凹陷分为两种类型,普通凹陷和应力集中凹陷。

A.2.1.1 普通凹陷

普通凹陷是轮廓表面的局部变化,不伴随金属损失,应力集中、回填或机械碰撞。普通凹陷可以用现有疲劳技术进行分析。

A.2.1.2 应力集中凹陷

这类缺陷是伴有应力集中的凹陷,比如裂纹、沟槽、凹槽或电弧灼伤。这些凹陷为管道失效的开始点,这类缺陷可能对管道的完整性造成潜在的严重影响。具有应力集中的凹陷必须进行修复。

A.2.1.3 双凹陷

双凹陷包括两个凹陷,这两个凹陷是沿着管道轴线产生纵向的相反弯曲的集中区域。疲劳裂纹产生在两个凹陷之间的鞍状区域,而且经常比单个凹陷中的疲劳裂纹更容易地发展成为危险区域。

A.2.1.4 影响焊缝的凹陷

影响焊缝的凹陷可以是轴向焊缝,也可以是环焊缝,可以用现有的疲劳技术分析,比如 PRCI PR-218-9822《焊缝凹坑评估准则》,目的是评估风险和重点修复。

A.2.2 沟槽

沟槽是拉长的凹槽,是由金属机械作用于管材上一定引起的凹槽,可以通过其边缘的锐度来辨认。沟槽对管道的完整性是非常有害的。腐蚀通常是圆的或抛物线的形状,而沟槽有很多明确界限。

A. 2.3 电弧烧伤

电弧烧伤有时候是指接触燃烧。通常情况下，在焊缝附近或焊缝上的一系列小坑或锯齿边就是由电焊条（焊条）或接地线与钢管表面发出电弧时产生的。

A. 2.4 焊接到管道上的附件

焊接到管道上的附件是任何一种连接管道的金属结构，比如堵头、支管连接、分接头等。

A. 2.5 褶皱/翘曲

褶皱是管壁由于纵向压应力产生的局部变形，特点是稍微向外膨胀或向内不均匀凹陷。翘曲是在翘曲部位加速变形，翘曲变形的特征是管壁有超过 25 mm 长的大变形。

A. 2.6 以前的修复

过去有些修复管道缺陷的方法在现在已经不推荐使用了，例如，堆焊用来代替缺失或损坏的金属从而修复管道。但是，堆焊不能和目前维护质量标准要求的沉积焊混淆。

打补丁和卡具可以用来修复泄漏管道。这些修复在高强度的管道上不推荐使用，因为在纵向焊缝和补丁或卡具的结合处有存在泄漏的可能性。

A. 2.7 裂纹

裂纹是金属的应力作用下开裂，足以引起管道的彻底开裂。因为液体管道通过疲劳和晶间腐蚀使裂纹有潜在的增长性，所以，裂纹需要管道运营公司的特别关注。

A. 2.8 与制造有关的缺陷

管道缺陷可能在制造过程产生，这类缺陷包括（不局限于这些）：

- a) 气泡：是管壁内空穴由气体膨胀在管道表面上形成的凸点。
- b) 膨胀痕迹：是由于制造厂冷却钢管时引起的，这些痕迹通常小于 3.175 mm。而且通常不影响管道的运行寿命。
- c) 椭圆变形：管道在其主要和次要轴向上分别超过或低于制定购买的管道规范中允许偏差。
- d) 分层或夹杂：内部金属产生分层一般是和管道表面平行的。一些分层是由铸锭最上部分的空穴收缩引起的。如果表面形成氧化物，在以后的卷管过程中，钢管就不能焊接到一起。由于空穴收缩开始于铸锭的中心部位，它将继续在钢板和管道中心存在。钢表面的层状结构和裂纹的机理相似。输送氢硫物或者酸性物质的管道中的分层可能是氢聚集的场所，而且随后产生裂纹或水泡。
- e) 未焊透：在焊接过程中，金属的某些部位未彻底熔合。
- f) 沸腾管：有时出现在搭焊管道上，“沸腾管”是当管材边缘被加热到很高的温度，奥氏体晶界硫化物形成的条件下发生的。这些层的特点是脆并且在材料冷却后容易开裂。由于搭焊自身的氧化物截留造成沸腾管和焊接不充分，焊管不可能达到管道本身全部强度。
- g) 钩状裂纹（弯钩材质不完整）：在 API 5TL 中定义为“是钢板或管材边缘不完整造成的金属分离，与管道平行，当边缘在焊接时遭到破坏，分离会向着材料表面的内径和外径方向发展”。钩状裂纹不是焊接问题，本质上除了电阻对接焊（如 ERW 焊缝），它们不会存在。他们起源于管材非金属夹杂和分层，通常和表面平行但不影响管材的抗拉强度。层和层之间的剪切应力像纤维弯曲一样，引起非金属层开裂，最终在连接处形成层状或 J 形裂纹。有时直到管道承受较大内压时，才会发生裂纹，比如在制造厂或施工现场的水压试验。没有进行水压试验的钩状裂纹在服役期间很少发生问题，除非大量的压力循环扩展到疲劳裂纹。在一些老 ERW 管的重新测试期间，层裂纹失效是很普遍。
- h) 硬块：是钢板热轧中局部淬火时产生的高硬度区域。这些硬块形状呈环形，而且直径各异。硬度测试仪测量硬块的中心区域抗拉强度范围从 900MPa~1380MPa，包括未回火的马氏体和低温、高温贝氏体。在管道中超硬度材料的另一来源是不充分的焊后热处理的 ERW 焊缝。任何硬块区域（未回火的马氏体）与酸性物质或阴极保护的氢原子接触，都可能产生裂纹。

A. 2.9 现场弯管心轴痕迹

现场弯头的心轴痕迹是和弯管有关的，现场弯头处留下的心轴的痕迹可能达到 3.2 mm，但不影响大多数管道的服役寿命。

附录 R (资料性附录) 修复措施

B.1 综述

在每个完整性管理计划下操作者都会检测到异常,因此应对此异常进行评估。许多异常都需要修复,此附录为进行修复提供了指导方案。本附录中提供的信息并不是对每一种修复方案都有完整的介绍,而是当前在工业领域里经常使用的技术的概述。如果公司没有修理和更换管段的详细程序,推荐国内公司参考《在役管道修复手册》。表 8-2(参看第 8 章)列出了一系列异常以及这些异常可接受的修复措施,并针对管道某一特定的部位(裂纹、管体和焊接焊缝)的某一特定缺陷给出适当的修复措施,以供参考。也可参考 ASME B31.4 中 451.6“管道修复”(介绍了具体缺陷的修复)。

所有的修复所用的材料都应满足或大于受影响的管段的最大运行压力,并且符合应用规范。

B.2 换管

如果管道的某一部分出现严重的异常,或加强钢套筒及复合套筒不再适用时,应该用另外的管段更换有缺陷的部分,更换后管道的设计强度至少等于被替换前的管道的设计强度。

B.3 重涂和回填

当评估外部反常现象,决定无须修复时,可以采取重涂和回填。在重新涂覆防腐层后,还应对外常部分施加阴极保护。但是,如果管道以前有防腐层和阴极保护,应确定腐蚀异常的原因,或采取缓解性措施来防止事件再次发生以及异常现象的变本加厉。

B.4 管道套筒

管道使用全包围钢套筒是管道修复时广泛采用的方法之一,正确选用的全包围型套筒至少能将缺陷处管道强度恢复到 100% 的最小屈服强度。

有许多种类型和构造的套筒可供使用,具体的选择取决于管道结构和修复的缺陷部位。

A 型套筒是由安装在管道缺陷部位的两个半圆柱管或两个弧面组成的,通过全焊透或单面角焊连接起来。末端不焊接到输送管道上,但是应该完全密封以防止水进入管道和加强套筒之间。加强套筒不能承受压力,仅仅用于非泄漏缺陷。为了更有效,A 型套筒应在缺陷部分进行加固,尽可能阻止它呈放射状的膨胀。在安装套筒时,降低运行压力,以及在环形空间内使用不可压缩的树脂填充物会使修复效果更好。

优点:无需焊接在输送管道上。

缺点:

- a) 对于环形缺陷不推荐使用此种套筒。
- b) 不能修复任何泄漏缺陷或立刻要泄漏的缺陷。

另一种修复缺陷的套筒是端部焊接到输送管道上的 B 型套筒。B 型套筒由两个半圆柱或围绕管道缺陷部位的两个弧形面组成,采用和 A 型套筒相同的安装方式。B 型套筒可以带有压力和/或承受施加在管道上的横向载荷产生的纵向应力。它可以修复泄漏以及加强环形缺陷。有时用来修复非泄漏缺陷的 B 型套筒通过开孔对管道和套筒加压,从而减少缺陷部位的环向应力。B 型套筒在侧缝处应全焊透。只有当 A 型套筒对接焊成纵向套筒时,可以制成 B 型套筒。

优点:

- a) 可以用来修复大多数类型的缺陷, 包括泄漏。
- b) 可以用来修复周向缺陷。
- c) 可以通过金属损失在线检测工具轻易检测出此种修复。
- d) 套筒和输送管道之间的环形空间被保护起来以避免腐蚀。

缺点:

- a) 当用非低氢焊接程序焊接在役管道时, 可能存在周向填角焊引起的延迟裂纹。
- b) 修复时, 需要考虑降低流速和运行压力。

B.5 “异形”套筒

许多老管道是由机械型的接头连接而成的。这些接头通常包括用来压缩填充或垫圈以密封管道的纵向的螺钉和套环(轴环)。当异常纵向载荷施加到管道上时, 这些接头可以沿管道传送微小的纵向应力, 因此它们可能发生“崩脱”事故。为了克服“崩脱”和泄漏事故, 在连接头上安装异形套筒并将两末端角焊到管道上。由于侧缝也焊接, 套筒可以承受压力。此套筒也可以用来修复弯曲、椭圆和褶皱弯曲的缺陷。这类套筒的安装方法和传统的 B 型套筒类似。因为异形套筒的直径比输送管道大得多, 它们需要更厚些或具有比管道更高等级的设计压力。因此, 在安装“异形”套筒之前, 应先进行详细的技术设计核对。

另一类异形套筒可以安装在排泄阀之上。在管道上焊接一小段管(其另外一端焊接有堵帽)可以防止该阀门泄漏。当 A 型和 B 型的套筒都不适用时, 可以考虑用“异形”套筒。

B.6 加强型夹具(SSRC)(或螺栓夹具)

这种夹具是一种广泛用来修复缺陷、恢复管道的最大运行压力, 在大多数情况下可以永久修复的措施。其可用于高压或低压的油、气、成品油管道。通常情况下, 因为需要大的螺栓确保充分的夹紧力, 螺栓夹具既厚且重。虽然有许多类型的商业螺栓夹具, 但基本的安装方式有两种: (1) 只用弹性橡胶密封; (2) 弹性橡胶焊接密封。弹性橡胶密封使得缺陷泄漏时能承受压力, 焊接选择作为备用。如果弹性橡胶密封失效, 焊接夹具可以封住泄漏部位继续承受压力。该焊接方式应该基于个别情况来选择, 但是当焊接螺栓夹具时(特别是由于壁厚不匹配)应极为小心。同时填充料不能加热过高, 但应使其粘结在管壁上。

优点:

- a) 夹具的花费经济有效。
- b) 无须焊接到输送管道上。

缺点:

- a) 其长度较短限制了其在较大缺陷管道上的应用。
- b) 主要用在直管段上, 应用在弯头和装置部位上的需定做。

B.7 防泄漏夹具

防泄漏夹具是用来修复外腐蚀凹陷。它们广泛的用在独立的腐蚀凹陷, 但仅仅是临时修复直到管段被更换。由于防泄漏夹具只是临时修复, 它与管道夹具或套筒是有区别的。当分析表明泄漏周围不可能发生腐蚀开裂, 或在进行永久性修复之前压力水平一直保持很低时, 才可以使用防泄漏夹具。防泄漏夹具包括轻型金属带。此金属带用单牵引螺栓紧固到管道上, 还包括一个和牵引螺栓成 180° 的带螺纹的装置, 此装置可将氯丁(二烯)橡胶圆锥体强压入泄漏处。

B.8 非金属加强套筒

作为加固和修复的设备, 在针对非泄漏的缺陷情况下, 非金属加强套筒与钢套筒有很大的区别。

它们主要用来修复一些钝性的腐蚀缺陷。其非金属的套筒结构提供了周向的加固能力。管道运营公司应调查研究每一项技术，以确保可靠的工程测试和分析表明修复能永久的恢复管道的运输能力。

优点：

- a) 无须焊接到输送管道上。
- b) 修复方式的总成本低于 A 型套筒。

缺点：

- a) 材料的成本高于钢套筒。
- b) 如果没有安装记号，比如钢条，内检测工具不能识别出修复的部分。

B.9 其他修复

- a) 沉积焊修复：沉积焊金属修复管道涉及到用填充金属替换损失或损坏的金属来恢复管道的连续性。此类修复需要专门的焊接程序。
- b) 带压开孔：一些泄漏或非泄漏的缺陷，可以通过在管道上进行带压开孔去除缺陷。这类修复也需要一些特殊的程序。
- c) 环氧树脂填充套筒：该系统采用环氧水泥浆填充的金属壳。该技术可用来永久修复凹陷、腐蚀、刮伤或环焊缝缺陷，无需在管道上进行任何焊接。
- d) 研磨修复：手挫或砂轮机研磨广泛用来修复表面缺陷和一些严重的缺陷，比如凿槽。

附录 C

(资料性附录)

跟踪管道泄漏的基准数据

为了跟踪管道工业环境和安全业绩，便于各管道运营公司之间外部比较，宜在管道管理公司自愿前提下创建管道工业数据库，各管道运营公司采用统一的数据格式而后泄漏跟踪基准数据。参考国外情况，基准数据宜定为 18.9L (5gal)。泄漏超过 18.9L (5gal) 时各管道运营公司应按统一数据格式（见下表）填表入库。管理部门可基于全部工业数据进行定期分析。

危险液体管道设施泄漏记录

用户名_____	
DS 部分 泄漏登记	
泄漏日期_____	
管道或设备是： ☐ 跨省的 ☐ 省内的	
泄漏介质为：	
☐ 高挥发性液体或其他可燃或有毒液体（在周围环境条件下该液体呈气态）	
☐ 二氧化碳，氮气或其他不可燃或无毒液体（在周围环境条件下该液体呈气态）	
☐ 汽油，柴油，原油，或其他石油产品（在周围环境条件下该液体呈气态）	
☐ 原油	
泄漏量大致范围：	
☐ <3.78L (1 gal)	—————→SM 部分
☐ 3.78L~795L (1gal~4.99bbls)	—————→SM 部分
☐ ≥795L (5bbls)	
泄漏的体积：_____ L	
回收液体的体积：_____ L	
是否达到预计的回收量？ ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道	
泄漏发生在： ☐ 陆上 ☐ 海上	
省：_____	☐ 大陆架水域 ☐ 内陆水
泄漏是否发生在“非农村地区”？	海上面积：_____
☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道	大致水深：_____ m
CQ 部分 泄漏后果	
是否着火？ ☐ 是 ☐ 否	
是否爆炸？ ☐ 是 ☐ 否	
有无伤亡？ ☐ 是 ☐ 否 如果是————→填写 PB 部分	
公众是否需要撤退？ ☐ 是 ☐ 否 如果是————→填写 PB 部分	
泄漏影响范围是否在公司控制能力范围之内（排除可通行部分）？	
☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道	
受影响的水质类型（选择所有符合的）：	
☐ 没有	

表 (续)

☐ 如果检测出是地表水, 入口是否已封堵? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

☐ 如果是地下水, 井口是否已关闭? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

☐ 人类饮用水

受影响的有以下哪些生态类型: (选择所有符合的)

☐ 没有

☐ 植被/种植生物

☐ 鱼/水生物 (不包括家畜)

☐ 鸟 (不包括家畜)

☐ 其他野生动物 (不包括家畜)

☐ 家畜, 比如养殖的鱼、动物、鸟和其他家畜等

采取以下哪些补救措施: (选择所有符合的)

☐ 没有必要

☐ 植被/种植生物

☐ 土壤

☐ 地表水

☐ 地下水

☐ 人类饮用水

☐ 鱼/水生物

☐ 其他野生动物 (排除家畜)

☐ 家畜比如商业养殖鱼、动物、鸟和其他的家畜

是否有其他的环境工程但并没有在上面列出? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果是——→它是: ☐ 进行中 ☐ 提前进行中 ☐ 按计划进行

受威胁或危及的生物是否受到伤害 (动物、植物、鱼或鸟)?

☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

是否进行过自然资源损失评估? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果是——→是否已经采取或计划采取补救措施? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

公共或商业财产是否受到破坏? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果是, 请选出哪些方面受到破坏?

☐ 家庭或私人财产

☐ 娱乐设施

☐ 生意/商业

☐ 商用航空业

☐ 农业/种植业

FA 部分 涉及到的设施

涉及到的部分系统 (选出一个主种类和子种类):

☐ 地上储存罐

☐ 常压或低压罐

☐ 高压

————→转到 TK 部分 (泄漏原因)

☐ 岩洞或其他地下储存设施

☐ 地下设施

☐ 井口设施

表 (续)

☐ 泵/计量站：终端/管道系统和设施，包括污水槽
以上设施操作压力超过 20%SMYS（最小屈服强度）？ ☐ 是 ☐ 否

☐ 地上设施或管道
☐ 地下设施或管道
☐ 介于地上/地下的过渡段

☐ 陆上管道，包括阀的位置
以上设施操作超过 20%SMYS（最小屈服强度）？ ☐ 是 ☐ 否

☐ 地上设施或管道
☐ 埋地管道暴露处
☐ 设计地上/地下过渡段
☐ 地下设施或管道

☐ 海上管道，包括平台
以上设施操作超过 20%SMYS（最小屈服强度）？ ☐ 是 ☐ 否

☐ 管道穿跨越处
☐ 水下
☐ 浪溅带
☐ 水上

如果是站/终端/ 油库区、陆上管道或海上管道，填写“所涉及的项目”
所涉及的项目（选出一个）：☐ 管道或管道焊缝 ☐ 同时填写 TP 部分
☐ 焊缝，包括热影响区 ☐ 同时填写 WL 部分

☐ 阀 ☐ 泵 ☐ 仪表/校准仪 ☐ 废油回收槽 ☐ 集油槽/分离器
☐ 焊接装置 ☐ 修复装置 ☐ 螺纹或其他装置 ☐ 其他

项目安装的年份（如果必要，实际或估计）

CA 部分 泄漏原因
泄漏的主要原因（选出一个）：

☐ TPD（现在或过去） ☐ TP 部分
☐ 腐蚀 ☐ CR 部分
☐ 管材、管道焊缝、管道焊接或修复焊缝失败 ☐ PW 部分
☐ 设备故障或非管道组件的失效 ☐ EQ 部分
☐ 操作失败或其他不正确的操作 ☐ OP 部分
☐ 自然外力破坏 ☐ NF 部分
☐ 其他 ☐ OT 部分

当所涉及到的设施是地上储存罐、洞穴或其他地下储存设施或集油槽/分离器时，不填写 CD 部分。

CD 部分 与泄漏有关的条件
失效组件的最大运行压力（MPa）：☐ 不知道
失效位置及当时估计压力（MPa）：☐ 不知道

系统测试或检测
是否对系统进行过压力试验？ ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

表(续)

如果是——→最近检测持续的时间(h) _____ ☐ 不知道
 最近检测最大压力(MPa) _____ ☐ 不知道
 最近测试的年份 _____ ☐ 不知道

在失效点是否进行过在线内检测?
☐ 是 ☐ 否

如果是——→检测设备的类型(从以下选出所有适合,包括连接工具):

☐ 高分辨率漏磁检测工具	最近内检测的年份: _____
☐ 低分辨率漏磁检测工具	最近内检测的年份: _____
☐ 无损检测工具	最近内检测的年份: _____
☐ 几何工具	最近内检测的年份: _____
☐ 测径器	最近内检测的年份: _____
☐ 硬块测试仪	最近内检测的年份: _____
☐ 其他	最近内检测的年份: _____

泄漏检测

泄漏最初是通过何种方式检测出来的(选择一个):

☐ 基于 CPM/SCADA 的泄漏自动检测系统(报警或警报)
☐ 远程操作人员,包括控制器
☐ 静态关闭测试或其他压力或泄漏测试
☐ 局部的操作人员、程序或设备
☐ 空中或者地面巡检
☐ 第三方
☐ 其他

通过何种方式确认出现了泄漏?(单选)

☐ 基于 CPM/SCADA 系统的自动检测(报警或警报)
☐ 远程操作人员,包括控制器
☐ 静态关闭测试或其他压力或泄漏测试
☐ 局部人员操作、程序或设备
☐ 第三方
☐ 其他

所应用的泄漏检测工具是否达到了预期效果? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果否——→不能达到的原因(选一个):

☐ 现场测试仪器失效
☐ 通讯失败
☐ 软件失败
☐ 人为失误
☐ 其他

应急反应

政府是否控制住此反应? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果: 1) 泄漏的体积 $\geq 8000\text{L}$ (50 桶);
 2) 如果是海上或陆上管道的泄漏,请完成以下“隔离反应”

隔离反应

表 (续)

[illegible]

小泄漏部分

SM 部分 小泄漏表格

是否有伤亡? ☐是 ☐否 若是————→转到长表格

是否有火灾或爆炸? ☐是 ☐否 若是————→转到长表格

泄漏发生在? ☐陆上 ☐海上

表 (续)

如果陆上:

受泄漏影响的区域在公司控制能力之内吗 (排除通行权)?

☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

泄漏发生在“非农村”地区吗? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

受影响的水质类型 (选择所有符合的):

☐ 没有

☐ 如果检测出是地表水, 入口是否已封堵? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

☐ 如果是地下水, 井口是否已关闭? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

☐ 饮用水

涉及到的系统 (选出一个):

☐ 地上储罐

☐ 洞穴或其他地下储存设施

☐ 泵/计量站, 终端/油库的管道和设施, 包括集油槽

☐ 陆上管道, 包括阀的位置

☐ 海上管道, 包括平台

泄漏的原因 (单选):

☐ TPD (目前或过去)

☐ 腐蚀

☐ 管材、管道接口, 管道焊接或补焊失效

☐ 设备故障或非管道组件的失效

☐ 操作失误或其他不正确的操作

☐ 自然外力的破坏

☐ 其他

公众安全后果

PB 部分 公共安全后果的详细清单

死亡和/或伤亡:

管道运营公司雇员的人数:	_____ 死亡	_____ 受伤
合同方雇员人数:	_____ 死亡	_____ 受伤
其他人数:	_____ 死亡	_____ 受伤
总计:	_____ 死亡	_____ 受伤

公众撤离 (选择所有符合的):

☐ 公司防范

☐ 政府发动或要求防范

涉及管道或焊缝的部分

PI 部分 管道详细信息

管径: _____ mm ☐ 不知道

壁厚: _____ mm ☐ 不知道

表 (续)

最小屈服强度 SMYS: _____ MPa ☐ 不知道		
钢管类型 (选一):		
☐ 无缝	☐ 闪光焊	☐ 埋弧焊螺旋焊
☐ 电阻焊 (ERW)	☐ 对焊	☐ 电阻焊螺旋焊
☐ 单面埋弧焊	☐ 搭焊	☐ 塑料/非金属
☐ 双面埋弧焊 (DSAW)	☐ 连续焊	☐ 其他 ☐ 不知道
制造商 (如果知道): _____ ☐ 不知道		
生产年份 (如果知道): _____ ☐ 不知道		
失效是否与焊缝有关: ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道		
失效原因 (选一):		
☐ 泄漏或开裂		
☐ 破裂		
☐ 穿孔		
☐ 其他		
WL 部分 涉及环形焊缝、制造、补焊的细节		
失效原因 (选一):		
☐ 泄漏或开裂		
☐ 焊缝完全开裂		
☐ 焊缝部分开裂		
是否用乙炔焊? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道		

地上储罐

TK 部分 泄漏原因—地上储罐	
失效描述 (选一):	
☐ 底板单面失效	
☐ 底板双面失效	
☐ 罐壁或罐顶失效	
☐ 溢出/过压 (选一)	
☐ 操作失误	
☐ 设备故障	
☐ 其他	
☐ 附件失效 (选一)	
☐ 排水系统失效	
☐ 其他	
☐ TPD	→ 转到 TP 部分
☐ 操作失误	→ 转到 OP 部分
☐ 自然外力破坏	→ 转到 NF 部分
☐ 其他失效	
失效是否严重? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道	
罐在建造或大修后, 是否进行水压试验或其他压力试验? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道	

表 (续)

罐的底部是否施加了阴极保护? ☐是 ☐否 ☐不知道

罐的内底部是否有内衬或涂层? ☐是 ☐否 ☐不知道

最近罐内检测或类似检测的年份: _____ ☐不知道

最近罐外壁厚检测或类似检测的年份: _____ ☐不知道

TFD

TP 部分 TPD

发生失效是由于 (选一):

- ☐ 当时发生第三方挖掘、建筑或其他行为导致
—————→见下面的=1
- ☐ 先前发生的第三方挖掘、建筑或其他行为导致
———→见下面的=2
- ☐ 其他，包括故意破坏、第三方交通车辆与设施接触，以及其他故意或无意行为
—————→见下面的=3

#1 弹出菜单——失效时发生

破坏方或破坏活动 (选一):

- ☐ 管道运营公司或其承包商——→可以记录为“操作失误”，而非“TPD”
- ☐ 其他液体或气体管道的运营者或其承包商
- ☐ 其他地下设施运营者或其承包商（选一）
 - ☐ 能源或电力公司
 - ☐ 有线电视
 - ☐ 市政公司（上水）
 - ☐ 其他工业或单位
 - ☐ 气体输配
 - ☐ 电信
 - ☐ 市政公司（下水）
- ☐ 农业或种植业
- ☐ 私房业主或与其他私房业主相关的活动
- ☐ 住宅或商业开发
- ☐ 公路施工或修复，包括沟渠分级、交通灯施工等
- ☐ 铁路建设、修复
- ☐ 航道或水库建设或维护，包括捕捞
- ☐ 海上石油生产、海事活动、航运活动或渔业活动或装备
- ☐ 内陆水域石油生产、海事活动、航运活动或渔业活动或装备
- ☐ 其他破坏方或活动

如果在陆上, 在损坏处覆土的深度: m ☐ 不知道

破坏的原因 (选一):

- ☐ 钻孔、镗孔、麻花钻
☐ 喷丸、隧道、开采
☐ 挖沟、平土、回填
☐ 其他

是否使用一呼即通系统? ☐没有此种系统 ☐是 ☐否

表(续)

管道操作员对一呼即通系统的反应(选择所有符合的):

- ☐ 管道中心设置树桩或做记号
☐ 在挖掘时,提供现场说明
☐ 为第三方挖掘自己的管道
☐ 管道操作员没有意识到开挖活动

巡检频率: ☐ 每周一次 ☐ 两周一次 ☐ 其他

管道铺管路面是否存在永久且能为第三方可见的标记?

- ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

是否有具体的开挖计划?

- ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

破坏的基本原因(选一):

- ☐ 第三方使用一呼即通系统失败
☐ 第三方等待合适的时间失败
☐ 第三方没有按照管道运营公司的指导或程序
☐ 第三方没有合理的保护好保护设施
☐ 管道操作员没有及时反映并对管道做记号
☐ 其他

#2 损坏前

发生损坏可能的原因(选一):

- ☐ 陆上建筑、开采或开挖设施
☐ 海上或陆上石油生产、海事活动、航运活动或渔业活动或装备

大致水深: _____ m ☐ 不知道

- ☐ 其他起因
☐ 没有找到可能起因的线索

损坏的证据(选一):

- ☐ 仅仅涂层损坏
☐ 凹陷或弯曲但无金属损失
☐ 凿槽或其他金属损失(有/无凹陷或弯曲)
☐ 其他

管体损坏的位置(选一):

- ☐ 顶部(10点~2点位置)
☐ 侧面(8点~10点及2点~4点位置)
☐ 底部(4点~8点位置)

如果在陆上,在损坏处覆土深度: _____ m ☐ 不知道

#3 其他

TPD的原因(选一):

- ☐ 故意破坏/盗油
☐ 阴谋破坏
☐ 交通事故

如果选,车辆是由谁驾驶:

- ☐ 管道运营公司直接雇佣的人或以合同方式雇佣的人

如果选,返回,这属于操作员失误,不属于 TPD

表 (续)

☐ 其他组织 ☐ 着火 ☐ 其他

腐蚀

CR 部分 腐蚀

腐蚀位置: ☐ 外腐蚀 ☐ 内腐蚀

如果是外腐蚀, 请完成以下的问题:

腐蚀的类型 (选一):

- | | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| ☐ 电化学腐蚀 | ☐ 细菌腐蚀 |
| ☐ 大气腐蚀 | ☐ 应力腐蚀开裂 |
| ☐ 杂散电流腐蚀 | ☐ 选择性焊缝腐蚀 |
| ☐ 其他 | |

是否有外涂层? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

如果是 ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

涂层的类型 (选一):

- ☐ 煤焦油沥青
☐ 缠带
☐ 挤出聚乙烯涂层
☐ 熔结环氧
☐ 油漆
☐ 其他
☐ 不知道

失效点涂层是否屏蔽、脱落? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

涂层损坏是发生失效的一个因素吗? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

失效点的管道或设备运行温度是否在 56℃ 以上? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

是否有阴极保护? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

阴极保护设备安装的年限:

是否进行密间隔电位检测? ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

最近 CIS (密间隔电位) 检测年份 _____

失效发生在穿越公路套管的里面或仅仅在外部? ☐ 里面 ☐ 外部

如果是内腐蚀, 完成以下的问题:

是否注入缓蚀剂, 是否利用除水清管器或其他内部腐蚀减缓系统或程序 (工艺)?

- ☐ 是 ☐ 否 ☐ 不知道

防腐系统或程序连续使用的时间:

_____ ☐ 不知道

管材装置失效或操作失误

PW 部分 管道管材和焊接失效

发生失效是由于 (选一):

- ☐ 管体缺陷

表 (续)

☐ 管道焊缝缺陷 ☐ 环焊缝缺陷 ☐ 焊接或补焊工艺缺陷 ☐ 原始的施工或加工缺陷或破损 ☐ 管道运输中受到损坏 ☐ 先前的 TPD —————→ 转到 TP 部分 ☐ 其他焊缝或材料缺陷 在事故中的其他怀疑因素 (选择所有符合的): ☐ 疲劳裂纹的增长 ☐ 憋压 ☐ 基础设施或其他支撑物的损坏 ☐ 其他因素 ☐ 没有 EQ 部分 设备和非管道部分失效 发生失效是由于 (选一): ☐ 控制或泄压设备失效 ☐ 连接失效、管材系统或设备有缺陷或松动 ☐ 密封或填料失效 ☐ 垫圈或 O 型环失效 ☐ 其他设备或非管道组件失效
--

自然外力破坏以及其他原因

OP 部分 操作失误或不正确的操作 发生失效是由于 (选一): ☐ 管道运营公司或其承包商对管道开挖或造成物理破坏 ☐ 阀的位置安装错误 ☐ 管道或设备过压 ☐ 机动车辆 ☐ 罐溢出 ☐ 其他人为失误 牵涉到个人: ☐ 运营公司直接雇佣的人员 ☐ 运营公司雇佣的合同工 NF 部分 自然外力损坏 失效是由于以下哪些外力 (选择所有符合的): ☐ 滑坡或泥石流 ☐ 地震 ☐ 地表下沉或其他地球移动 ☐ 风、飓风或龙卷风 ☐ 寒流 ☐ 霜冻

表 (续)

☐ 闪电
☐ 暴雨或洪水包括冲刷
☐ 河床或海床冲刷
☐ 其他
OT 部分 其他原因
以下哪些是属于引起失效的原因 (选一):
☐ 失效的原因不知道
☐ 失效的原因不能确定
☐ 失效的原因不能列在任何一类原因中

附 录 D
(资料性附录)
管道基本信息标准数据

为了跟踪管道工业环境和安全业绩,便于各管道管理者之间外部比较,宜在管道管理者自愿前提下创建管道工业数据库,各管道管理者采用统一的数据格式跟踪管道基本信息数据库。

基础设施信息

年份_____

系统千米数:

a) 在跨省际管道长度	
b) 在省内管道总长度	
c) 管道系统总千米数 [a) + b) 或 d) - e)]	
d) 海上管道总长度	
e) 陆上管道总长度	

f) 城镇地区陆上管道的千米数	
g) 农村地区陆上管道千米数 [e) - f)]	

h) 每隔几年的千米数 (实际或估计):

新建管道里程	陆上千米数	海上千米数
1950 年前		
1950~1959		
1960~1969		
1970~1979		
1980~1989		
1990~1999		
2000~2002		
2003~2005		
2006~2008		
2009~		

i) 按运行压力划分的千米数:

压力等级	陆上千米数	海上千米数
≤20%SMYS		
>20%SMYS		
总计	等于长度 e)	等于长度 d)

j) 不同管径千米数 (实际或估计):

管 径	陆上千米数	海上千米数
<200mm		
200mm		
250mm		
300mm		
350mm		
400mm		
450mm		
500mm		
550mm		
600mm		
650mm		
700mm		
750mm		
800mm		
850mm		
900mm		
950mm		
1000mm		
1050mm		
1100mm		
1150mm		
1200mm		
>1200mm		

非管线系统组件:

k) 常压储罐的总数 (罐的储存压力为大气压)	
l) 低压储罐的总数 (罐的压力不大于 1 个大气压)	
m) 高压储罐总数 (用于储存高挥发性液体)	
n) k), l), m) 定义外的其他储存罐总数	
o) 洞穴或其他地下存储设施 (排除残油罐)	
p) 泵站总数	
q) 计量站的总数	

输量_____（上年全年的总输量）。

r) 高挥发性液体或其他可燃或有毒液体（在周围环境条件下该液体呈气态）的总体积	
s) 二氧化碳、氮气或其他不可燃或无毒液体（在周围环境条件下该液体呈气态）的总体积	
t) 汽油或其他石油产品（在周围环境条件下该液体呈液态）的总体积	
u) 原油的总体积	

v) 利用内检测设备_____（上年全年的信息）。

请提供每设备（包括连接工具）检测管道的千米数。

设 备	千 米 数
高分辨率漏磁检测工具	
低分辨率漏磁检测工具	
UT 工具	
几何工具	
测径器	
裂纹检测工具	
硬块测试仪	
其他内检测设备	

附录 E

(资料性附录)

本标准章条编号与 API Std 1160: 2001 章条编号对照

表 E.1 给出了本标准章条编号与 API Std 1160: 2001 章条编号对照一览表。

表 E.1 本部分章条编号与 API Std 1160: 2001 章条编号对照一览表

本标准章条编号	API Std 1160: 2001 章条编号
0 引言	第 1 章
第 1 章	第 2 章
第 2 章	3.1
第 3 章	第 4 章
3.1.9	前言第三段
第 4 章	第 5 章
4.2 部分内容	前言部分内容
第 5 章	第 6 章
第 6 章	第 7 章
第 7 章	第 8 章
第 8 章	第 9 章
第 9 章	第 10 章
第 10 章	第 11 章
第 11 章	第 12 章
第 12 章	第 13 章
第 13 章	第 14 章
附录 E	—
附录 F	—

附录 F
(资料性附录)

本标准与 API Std 1160: 2001 的技术性差异及其原因

表 F.1 给出了本标准与 API Std 1160: 2001 的技术差异及其原因的一览表。

表 F.1 本标准与 API Std 1160: 2001 的技术差异及其原因

本标准章条编号	技术性差异	原因
第 2 章	将原标题的“参考文献”改为“引用文件”，用“规范性引用文件”代替“参考原则、指导原则和标准”，将原文中的引用文件置于文后做为参考文献 用“GB/T 16805—1997”代替原标准的“API PR 1110”； 用“SY/T 6620—2005”代替“API Std 653”； 用“SY 0007—1999”代替“NACE RP 0169”； 用“SY/T 4109—2005”代替“NACE 35100”	保持与 GB/T 1.1—2000 的一致性，以符合我国引用标准的规定。我国已有此方面的相关标准
第 3 章	删除 API Std 1160: 2001 中术语和定义中的 shall, should	这两个术语已广为人知，在本标准中不再重复
第 3 章	增加“A 型套筒”和“B 型套筒”等的解释	A 型套筒和 B 型套筒在我国管道修复中还不常见，故给出定义
第 3 章	增加对“终端”、“一呼即通系统”等的定义	这两个词语在标准中经常出现，但在国内应用不是很广，故给出定义
第 3 章	增加几个缩略语的解释	API Std 1160: 2001 中没有这几个缩略语，但本标准中出现较多
第 4 章	将 API Std 1160: 2001 前言的内容移到本标准的 3.1.9	在定义里给出高后果区的定义，符合 GB/T 1.1—2000 的要求
第 4 章	将 API Std 1160: 2001 前言部分内容移到本标准的 4.2 中	此内容属于规范性内容，宜安排在标准正文中
附录 D	k) 里删除“1920 之前 ~ 1949 年”，增加“2000 年 ~ 2009 年以后”	我国在 20 世纪 50 年代前尚未修建管道，2000 年以后是我国新建管道的高峰期
参考文献	将 API Std 1160: 2001 第 3 章的部分内容移至本标准的参考文献中	此部分内容不属于规范性文件，宜放于参考文献中

参 考 文 献

- 1 SY/T 6620—2005 油罐检验、修理、改建和翻建
- 2 SY 0007—1999 钢制管道及储罐腐蚀控制工程设计规范
- 3 SY/T 4109—2005 石油天然气钢制管道无损检测
- 4 API Pbul 1156 平滑和尖锐凹陷对液体石油管道的影响
- 5 API RP 579 服务适用性
- 6 API 570 管道检测规范：在役管道系统的检测、修理、改造和重建
- 7 ASME B31.4 液烃和其他液体的管道输送系统
- 8 ASME B31G 腐蚀管道剩余强度确定手册：压力管道 ASME B31 补充规范
- 9 DOT 49 CFR 195 部分 有害液体的管道运输
- 10 NACE 技术委员会报告：管道无损内检测
- 11 管道不停输修复手册 国际管道研究委员会，项目 PR-218-9307，1994 年 12 月，Kiefner, J. F., Brace, W. A., Stephens, D. R. (www.prcl.com)
- 12 有害液体管道风险评估 California State Fire Marshall, 1993 年 3 月
- 13 修正的腐蚀管道剩余强度评估标准 Kiefner, J. F., 和 Vieth, P. H 给管道腐蚀监督委员会（隶属于美国气体协会管道研究委员会）的最终报告，1989 年 12 月 22 日
- 14 共同之处：抢修和破坏防范的最佳惯例研究 美国运输部管道安全主管部门，1999 年 8 月 (www.commonground.com)
- 15 国家管网系统 美国运输部管道安全主管部门 (www.npms.rspa.dot.com)
- 16 焊缝凹坑评估准则 国际管道研究委员会，项目 PR-218-9822，1999 年 12 月，Rosenfeld, M. J. (www.prcl.com)

中华人民共和国
石油天然气行业标准
危险液体管道的完整性管理
SY/T 6648—2006

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

880×1230毫米 16开本 5印张 144千字 印1—3000
2006年10月北京第1版 2006年10月北京第1次印刷
书号：155021-5986 定价：34.00元
版权专有 不得翻印