



中华人民共和国国家标准

GB XXXXX—XXXX

输氢管道系统完整性管理规范

Hydrogen pipeline integrity management specification

(点击此处添加与国际标准一致性程度的标识)

征求意见稿

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前 言 III

1 范围 4

2 规范性引用文件 4

3 术语和定义、缩略语 5

4 缩略语 6

5 总体要求 7

6 建设期完整性管理 7

7 数据管理 9

8 高后果区识别与管理 11

9 风险评价 13

10 检测和监测 19

11 完整性评价 21

12 风险消减及维修维护 25

13 持续改进 28

附 录 A （资料性） 数据收集列表 30

附 录 B （资料性） 输氢管道常见危害因素 33

附 录 C （资料性） 不同类型缺陷的评价方法 35

附 录 D （资料性） 不同失效模式的减缓措施 36

参 考 文 献 38

前 言

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

本文件由全国氢能标准化技术委员会（SAC/TC309）提出并归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

输氢管道系统完整性管理规范

1 范围

本文件规定了输氢管道线路完整性管理一般要求、建设期完整性管理、数据管理、高后果区识别与管理、风险评价、检测和监测、完整性评价、风险管控、持续改进等技术要求。

本文件适用于符合GB/T20801.5规定的氢气长输管道线路完整性管理。

2 规范性引用文件

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

- GB/T 16805 输送石油天然气及高挥发性液体钢质管道压力试验
- GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定
- GB/T 20801.5 压力管道规范第5 部分：氢用管道
- GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范
- GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
- GB/T 23258 钢质管道内腐蚀控制规范
- GB/T 27699 钢质管道内检测技术规范
- GB/T 27512 埋地钢质管道风险评估方法
- GB 32167 油气输送管道完整性管理规范
- GB/T 34275 压力管道规范 长输管道
- GB/T 35068 油气管道运行规范
- GB/T 37368 埋地钢质管道检验导则
- GB 46767 陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理
- GB 50369 油气长输管道工程施工及验收规范
- SY/T 0087.1 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第1部分：埋地钢质管道外腐蚀直接评价
- SY/T 0087.2 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第2部分：埋地钢质管道内腐蚀直接评价
- SY/T 6151 钢质管道金属损失缺陷评价方法
- SY/T 6477 含缺陷油气管道剩余强度评价方法
- SY/T 6597 油气管道内检测技术规范
- SY/T 5922 天然气管道运行规范
- SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范
- SY/T 6891.1 油气管道风险评价方法 第1部分：半定量评价法
- SY/T 6891.2 油气管道风险评价方法 第2部分：定量评价法
- SY/T 6996 钢质油气管道凹陷评价方法
- SY/T 7820 输氢管道工程设计规范
- SY/T 10048 腐蚀管道评估推荐作法

3 术语和定义、缩略语

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

输氢管道 hydrogen transmission pipeline

输送纯氢管道和氢气体积分数含量大于3%的天然气掺氢管道。

3.2

管道完整性 pipeline integrity

管道处于安全可靠的服役状态，主要包括：管道在结构和功能上是完整的；管道处于风险受控状态；管道的安全状态可满足当前运行要求。

3.3

管道完整性管理 pipeline integrity management (PIM)

对管道面临的风险因素持续进行识别和评价，采取各种风险消减措施，将风险控制在合理、可接受的范围内，最终实现安全、可靠、经济地运行管道的目的。

3.4

建设期管道 constructing pipeline

指从项目可行性研究到竣工验收结束之间的管道。

3.5

一区一案 one plan for one HCA

针对每一个高后果区管段编制一个风险管控方案。

3.6

氢致损伤 hydrogen-induced damage; HID

氢原子渗透进入钢材内部，并与其微观结构发生相互作用，导致钢材力学性能（如塑性、韧性）严重下降，引发脆化、裂纹萌生与扩展，甚至最终发生失效破坏的一系列过程

3.7

氢脆 hydrogen embrittlement; HE

氢在材料中进入并在微观缺陷/应力集中区发生富集，导致材料力学性能（塑性、韧性、断裂抗力等）降低并促进开裂的现象。

3.8

氢致开裂 hydrogen-induced cracking; HIC

氢原子扩散进入金属材料中，在金属晶格的缺陷位置（夹杂、气孔或微缝隙）结合成氢分子（氢气），随氢分子的聚集导致金属局部压力增大，为释放压力而沿金属晶格的方向出现裂纹的一种现象。其特点是逐步开裂的，且不需要外加应力参与。

3.9

氢鼓泡 hydrogen blisters; HB

一种氢致损伤的宏观现象。与氢致开裂的形成机制类似，但发生在金属晶格与晶格（或层与层）之间，由于聚集的氢气无法扩散，而在金属表面显现为鼓泡的一种现象。

3.10

氢应力开裂 hydrogen stress cracking; HSC

在静拉应力和侵入钢材内部的氢原子共同作用下，于钢材局部敏感区域（如高应力区、微观缺陷处）引发裂纹萌生并发生亚临界扩展，最终可能导致管道泄漏或断裂的一种氢致损伤形式。

3.11

潜在影响区域 potential impact zone

管道泄漏可能使其周边公众安全和/或财产遭到严重影响的区域。

3.12

完整性评价 integrity assessment

采取适用的检测或测试技术，获取管道本体状况信息，结合材料与结构可靠性等分析，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：基于管道内检测数据的适用性评价、压力试验和直接评价等。

3.13

内检测 in-line inspection (ILI)

借助于流体压差使检测器在管内运动，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）的方法。

3.14

内检测器 in-line inspection tools

可借助于流体压差在管内运动，并能检测管道缺陷（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、弯管等）的设备。

3.15

定量风险评价 quantitative risk assessment

对油气长输管道发生事故频率和后果进行定量分析，并与可接受风险标准比较的系统方法。

3.16

失效 failure

管道或相关设施等失去原有设计所规定的功能或造成一定损失的物理变化，包括泄漏、损坏或性能下降。

4 缩略语

PIM 管道完整性管理 (pipeline integrity management)

HID 氢致损伤 (hydrogen-induced damage)

HE 氢脆 (hydrogen embrittlement)

HIC 氢致开裂 (hydrogen-induced cracking)

HB 氢鼓泡 (hydrogen blisters)

HSC 氢应力开裂 (hydrogen stress cracking)

ILI 内检测 (in-line inspection)

ECDA 外部腐蚀直接评价 (External Corrosion Direct Assessment)

ICDA 内部腐蚀直接评价 (Internal Corrosion Direct Assessment)

HICDA 氢致开裂直接评价 (Hydrogen Induced Cracking Direct Assessment)

SCCDA 应力腐蚀开裂直接评价 (Stress Corrosion Cracking Direct Assessment)

HAZ 热影响区 (Heat Affected Zone)

SCC 应力腐蚀开裂 (Stress Corrosion Cracking)

MAOP 最大允许操作压力 (Maximum Allowable Operating Pressure)

5 总体要求

- 5.1 输氢管道完整性管理应采用基于风险的管理方法。
- 5.2 输氢管道完整性管理应贯穿输氢管道全生命周期，应对整个全生命周期内影响输氢管道完整性的所有危害因素进行识别和管理，确定事故风险水平，制定降低风险的措施。
- 5.3 应利用全生命周期各个阶段所收集的数据信息，定期编制完整性管理方案，评价输氢管道的完整性，保证输氢管道的安全可靠运行。
- 5.4 在建设期开展高后果区识别，优化路由选择，无法绕避高后果区时应采取安全防护措施；管道运行期周期性地开展高后果区识别，识别时间间隔最长不超过 18 个月。当管道及周边环境发生变化，及时进行高后果区更新。
- 5.5 输氢管道应在投产 3 年内完成完整性评价，并根据评价结果确定下一次完整性评价的间隔时间。
- 5.6 应积极采用新技术，不断提升对输氢管道状态的认知能力和对风险的评价能力。
- 5.7 输氢管道的材料、设计、制作、安装、检验、试验、安全防护以及运行维护等的相关技术要求应符合 GB/T 20801.5 的相关规定

6 建设期完整性管理

6.1 一般要求

- 6.1.1 新建输氢管道的设计、施工和投产应满足完整性管理的要求。宜通过优化设计提高管道本质安全水平和抵御风险的能力。
- 6.1.2 输氢管道的建设期完整性管理应贯穿可行性研究、初步设计、施工图、采购和制造、运输和储存、施工、投产试运，及竣工验收结束的全过程。
- 6.1.3 建设期间应对输氢管道全生命周期内的所有危害因素进行识别，针对识别出的危害因素应采取针对性的减缓或消除措施。
- 6.1.4 建设期内各个阶段的管道属性数据、环境和人文数据、建造数据、设计成果审查意见、监督检查报告、施工记录、行业主管部门的批复意见和各专项评价等应记录、保存、更新、维护和及时交接。
- 6.1.5 建设期宜借鉴同类工程案例完整性管理实践做法，持续提升完整性管理水平。
- 6.1.6 输氢管道建设阶段完整性管理除满足本章要求外，宜参照完整性管理各个管理环节技术要求开展，其中数据管理参照第 6 章，高后果区识别参照第 7 章，风险评价参照第 8 章、检测与监测参照第 9 章、完整性评价参照第 10 章、风险管控参照第 11 章。

6.2 可行性研究阶段

- 6.2.1 可行性研究阶段应开展管道路由优化，尽量减少高后果区、自然与地质灾害高风险段，并先期规避或减缓腐蚀、地质灾害、占压和第三方破坏等风险。
- 6.2.2 管道路由选择宜结合管道压力试验、干燥等场地需求进行工艺站场、阀室选址，并为施工和运行期巡护提供便利。

6.3 初步设计和施工图设计阶段

- 6.3.1 初步设计和施工图设计阶段应对管道的设计方案、施工方案、运维制度、环保措施、安全要求和工期等进行技术和经济比选，应采用成熟可靠的材料和工艺技术。
- 6.3.2 初步设计阶段应落实可行性研究阶段和各专项评价报告提出的安全技术措施；施工图设计阶段

应落实管道初步设计提出的各项设计要求;如上一阶段的设计方案发生变更,应复核新增风险的可能性。

6.3.3 输氢管道系统选材应综合考虑输送介质氢含量、输送工况、设备制造工艺和经济合理性,避免选用易氢脆、易氢致开裂等氢敏感性的材料。

6.3.4 设计文件应明确输氢管道的焊接方法、焊接材料、接头形式、工艺评定要及焊接检验要求。

6.3.5 输氢站进、出站及阀室等与线路直接相连的钢管壁厚宜与线路钢管壁厚相同,冷弯弯管壁厚宜与所在一般线路段壁厚相同。

6.3.6 应结合安全、环境影响、职业病危害和地质灾害等专项评价和安全设施设计、消防建审提出的风险控制结论,从管道材质、管道防腐、焊接工艺、无损检测、工艺流程、工艺参数、自控水平等方面提出针对性的风险控制措施。

6.3.7 输氢管道系统的功能设计应满足输氢管道运行期的完整性检测和监测需求,设计应满足清管和内检测工作的需要。

6.3.8 应进一步识别沿线高后果区、高风险段,对不可避免的高后果、高风险区段路由进行唯一性论证,并提出针对性的风险消减措施。对可能存在地区等级升级的区段,应充分考虑应对未来风险提升的措施。

6.4 采购和制造阶段

6.4.1 材料和设备采购应符合输氢管道设计文件中规定的抗氢致损伤(如氢脆、氢致开裂)性能要求。

6.4.2 应记录、保存采购材料的来源、性能和规格等信息。

6.4.3 应严格控制制造质量,并加强过程管理。

6.4.4 应对原材料和成品的力学性能(特别是在模拟氢环境下的断裂韧性、疲劳性能)进行检测和试验,必要时开展抗氢致开裂(HIC)试验、氢应力开裂(SSC)试验等专项性能试验。

6.4.5 应在服务商选择、需求计划制定、采购合同签订与管理、制造与验收等环节制定质量控制措施,确保所采购的产品符合设计功能和技术指标。

6.5 运输和储存阶段

6.5.1 应制定适用的运输和存储方案,防止输氢管道钢管在运输和存储过程中损伤。

6.5.2 应对运输和储存期间可能影响管道完整性的危害因素进行识别,并针对危害因素采取适当的保护措施,消除或减缓危害因素的不利影响。

6.6 施工阶段

6.6.1 应对施工过程进行影响管道完整性的风险识别,编制施工期间管道风险评价报告。

6.6.2 应分析所有施工工序对管道周边环境的扰动,避免破坏管道周围地形、地貌或河流走向等,宜根据安全、环保、节能、职业卫生等要求确定施工防护措施。

6.6.3 施工方案发生变更时,应分析变更的可行性和变更导致的管道完整性管理风险,并对施工工序、施工措施进行调整。

6.6.4 输氢管道焊接与检测应符合 SY/T 7820 相关要求。

6.6.5 应避免在焊缝边缘与倾斜表面连接处出现尖锐的缺口或沟槽。

6.6.6 管道连头口焊缝应预留在地形较好的直管段,不应设在热煨弯管、冷弯管等变壁厚焊缝处,不应强力组对。

6.6.7 输氢管道焊接接头应进行全周 100%无损检测,管道环焊缝的无损检测方法宜采用射线检测或超声波检测。

6.6.8 输氢管道未经试压的管道碰死口焊缝、热煨弯管与直管段连接焊缝、返修焊缝应进行 100%射线检测和 100% 超声波检测。

- 6.6.9 输氢管道焊后热处理后,应按设计文件要求对焊缝及热影响区进行100%硬度检测。
- 6.6.10 发生管道路由变化时,应重新进行高后果区识别,并依据最新等级划分重新开展风险评价。
- 6.6.11 应加强施工期间管道路由的征地、施工、巡护等环节的管理,管道投产前无违章占压、无预装盗油(气)装置、无违法协议和遗留纠纷,自然与地质灾害风险得到有效控制。
- 6.6.12 竣工文件中的管道数据或施工细节宜与地理信息对齐,并能反映施工细节。

6.7 试运行和投产阶段

- 6.7.1 应制定试运行和投产前文件的检查和确认程序,并准备相关试运行和投产的物资、备品备件和工器具。
- 6.7.2 试运行和投产阶段应依据GB 50369的相关要求制定清管、测径、试压、干燥等作业程序文件,并对所有作业工序进行审核和检查。
- 6.7.3 管道防腐层检测、管道变形检测等发现的不可接受缺陷应在交付前完成整改,整改记录和报告应作为必要的移交资料。
- 6.7.4 应详细记录试运行和投产阶段的所有相关数据。

6.8 交付阶段

- 6.8.1 应对管道的运营和维护人员进行完整性技术培训,确保相关人员充分了解输氢管道主要的完整性危害因素、掌握设计方案中的所有风险减缓措施、明确所有风险减缓措施之间的相互关系。
- 6.8.2 所有针对管道完整性采取的设计、施工要求和措施应纳入管道操作程序中。
- 6.8.3 建设期收集的输氢管道的设计资料、中心线数据、施工记录、变更、评估报告、建设期相关协议、管道监督检验报告、管道走向图等资料应作为数据资产完整地移交给项目运维单位。
- 6.8.4 应审查设计过程中的危害因素减缓措施的实施情况。当风险因素发生变化时,应更新风险评价和处置措施。
- 6.8.5 应评价缺陷的可接受性,对不可接受缺陷应及时整改。
- 6.8.6 信息数据的存储和移交应采用电子和硬拷贝方式,应审查信息数据记录的完整性。

7 数据管理

7.1 通则

- 7.1.1 完整性管理数据的采集与整合应从可行性研究阶段开始,并在完整性管理过程中持续更新。
- 7.1.2 应对设计、制造、施工、采购、运行、维护、检查、监测和失效调查等全生命周期不同阶段的相关数据和信息进行收集、审查和整合,明确数据采集种类和属性,完整性管理数据采集内容参见附录A。
- 7.1.3 管道企业应根据需求,制定数据采集原则、内容、格式要求,并定期维护和更新。
- 7.1.4 采集的数据可以是结构化数据、半结构化数据或非结构化数据,并应支持多种异构数据源的接入,并能实现数据格式的转换。
- 7.1.5 管道企业宜建立数据管理信息系统进行数据的采集、移交和储存,实现采集数据的信息化和数字化管理。
- 7.1.6 数据管理系统应建立健全信息安全防护机制,防止数据泄密或网络攻击。
- 7.1.7 管道位置信息数据的测量、存储和使用等应符合国家法律法规和管道运营方的保密要求。
- 7.1.8 应定义和收集描述输氢管段潜在危害因素特征的必要数据和信息。

7.2 数据采集

- 7.2.1 建设期管道采集与移交的数据应真实、及时、准确和完整，并满足运行期完整性管理需要。
- 7.2.2 在工程可研和设计期应制定资产完整性管理数据管理方案，明确数据承接和融合策略、运行期内检测数据与建设期数据对齐要求，并根据对齐成果评估数据质量。
- 7.2.3 管道设计阶段应收集管道沿线调研资料、环境资料、测绘记录、评价资料，各阶段设计成果、评审意见，以及沿线政府相关意见。
- 7.2.4 管道建设阶段应收集管道属性数据、管道环境数据、施工过程中的重要事件及过程记录、施工记录和评价报告等。
- 7.2.5 可行性研究阶段和设计阶段采集与移交的数据应包括但不限于：
- a) 管道中心线及沿线地理信息；
 - b) 管道附属设施，包括地面标识、水工保护等设施信息；
 - c) 与管道交叉或并行的第三方设施信息；
 - d) 高后果区识别报告；
 - e) 地质灾害识别和防治措施；
 - f) 其他相关评价报告和成果文件。
- 7.2.6 采集与移交的采购数据至少应包括钢管、热煨弯管、焊材、阀门、三通、法兰、测试桩、通信光缆等数据。
- 7.2.7 对设计阶段移交的数据，施工阶段及时进行复核和更新，确保编制竣工图文件的数据真实准确。
- 7.2.8 投产试运行阶段采集与移交的数据至少应包括：
- a) 应采集整合的管道前期移交数据；
 - b) 试运行期间的运行数据，如压力、流量、温度等参数；
 - c) 试运行过程中发现的问题和异常情况记录。
- 7.2.9 建设单位应规范并实现可研、设计、采购、施工、投产等建设期的数字化成果与运行期资产管理数据的有效衔接。
- 7.2.10 运行期数据采集内容可在建设期采集和移交数据的基础上，采集更新管道系统属性数据、环境数据，采集运行过程中产生的检测和监测数据，包括但不限于：
- a) 管道管径、壁厚、管材钢级、内涂层、防腐层、环焊缝、弯管、管顶埋深、外保护方式等数据；
 - b) 管道最大允许操作压力、输送氢气介质含量等运行参数；
 - c) 管道路由及地面标识数据；
 - d) 管道周边卫星地图、管道周边航拍影像图等基础地理数据；
 - e) 管道周围建构筑物、特定场所、加油站、油库、公路、铁路、高速公路等信息；
 - f) 高后果区基础信息（起始点、长度、行政区域、类型、建筑物、特定场所等描述）等数据；
 - g) 管道沿线的社会资源依托、应急预案等信息；
 - h) 管道沿线杂散电流干扰源基础参数、与管道位置关系以及排流设施分布情况；
 - i) 管道阴极保护、杂散电流干扰数据；
 - j) 历次管道内检测、外检测数据；
 - k) 管道周边环境监测及管道本体监测数据；
 - l) 历年缺陷评价和修复数据；
 - m) 重大事件数据，如管道沿线自然灾害、第三方损坏、管体失效等。
- 7.2.11 废弃管道数据采集内容应包含管道系统属性数据、废弃时间、废弃原因、废弃处置方法及处置效果、环境控制措施等。

7.3 数据移交

- 7.3.1 应建立数据传输、移交的程序和系统。

7.3.2 应对建设期数字化成果进行统一管理，整合对齐建设期数据，具备全数字化交付条件。

7.3.3 数据对齐与整合

7.3.4 数据校验，应对采集的数据开展精度、准确度和完整性进行检查，对数据的格式进行校验，对地面标识、管道穿跨越等数据进行重点复核。

7.3.5 应综合分析收集的单项数据，进行整理和对齐。

7.3.6 数据整合应制定统一的参照系和计量单位，并与管道位置准确关联。

7.3.7 应对管道附属设施数据、监/检测数据、缺陷数据和周边环境数据进行对齐，对齐工作应基于环焊缝位置信息或其他拥有唯一地理空间坐标的实体信息进行。

7.4 数据存储与更新

7.4.1 采集和整合的数据，应采用适当的数据存储系统或方式对数据进行储存，存储的数据应易于查找、方便提取。

7.4.2 应制定数据更新的流程，应对更新数据的真实性、一致性和完整性进行验证和核查，对存储的数据持续维护和更新。

7.4.3 应对实时数据和历史数据的进行高效存储，实现数据存储调度、存储监控、存储管理和存储备份等功能。

7.4.4 数据存储和更新应执行：

- a) 存储检查：应例行验证存储的数据，确保数据的一致性和完整性。
- b) 数据更新：应收集和存储所有发生变化的信息。
- c) 更新检查：应定期检查，确保存储的数据是最新的。
- d) 版本管理：应识别所有更新的版本细节，并比较历史数据与当前数据，以评价管道和环境的变化。
- e) 数据修改规则：系统数据的修改应遵循变更程序管理的要求，应满足输氢管道系统持续安全运行的需求。

8 高后果区识别与管理

7.1 通用要求

7.1.1 输氢管道在设计、建设和运行过程中应持续开展高后果区的识别，并对高后果区开展风险评价，人员密集型高后果区辨识与管理参照 GB 46767，其中III级人员密集型高后果区宜开展定量风险评价。

7.1.2 施工阶段产生新的高后果区或原有高后果区升级时，应及时更新高后果区信息，对高后果区管段重新进行风险评价。

7.1.3 投产前条件检查应对高后果区管道建设质量及安全防护设施落实情况进行重点检查，投产阶段应对高后果区管段重点巡检，制定泄漏应急措施。

7.1.4 高后果区的识别宜依据影像图进行初步识别，并通过现场调查确定高后果区详细信息，应对构筑物的名称、类型、范围、涉及人数及与管道中心间距等进行明确。

7.1.5 高后果区识别工作应由熟悉管道沿线情况的人员进行，辨识人员应参加有关培训。

7.2 识别准则

7.2.1 管道经过的区域满足表 1 识别项中的任意一项时，应确定为高后果区。

表 1 氢气管道高后果区管段识别分级表

识别项	分级
a) 管道经过的四级地区	Ⅲ级
b) 管道经过的三级地区	Ⅱ级
c) 设计压力 4Mpa 以上的管道，一、二级地区潜在影响区域半径内有特定场所的区域	Ⅱ级
d) 设计压力 4Mpa 以下的管道，一、二级地区潜在影响区域半径内有特定场所的区域	I级
e) 一二级地区潜在影响半径区域内有加氢站、制氢站、加油站、油库等易燃易爆场所	Ⅱ级
注：I级表示最小的严重程度，Ⅲ级表示最大的严重程度。	

注：地区等级按照 SY/T 7820 《输氢管道工程设计规范》中相关规定执行。

7.2.2 除三级、四级地区外，由于输氢管道泄漏可能造成人员伤亡的潜在影响区域，包括以下地区：

a) **特定场所 I：**医院、学校、托儿所、幼儿园、养老院、监狱、车站等人员聚集或疏散困难的建筑区域；

b) **特定场所 II：**在一年之内至少有 50 天（时间计算不需连贯）聚集 30 人或更多人的露天区域。例如集贸市场、寺庙、运动场、广场、娱乐休闲地、露营地等。

7.2.3 输氢管道的潜在影响区域依据输氢管道泄漏后的热辐射潜在影响半径确定，潜在影响半径 r 的计算见公式（1）：

$$R = a\sqrt{Pd^2} \dots\dots\dots (1)$$

式中：R—掺氢天然气管道的潜在影响半径，m；

d—管道外径，mm；

P—最大允许操作压力，MPa。

a—潜在影响半径系数，取值可按照表2选取。

表2 常见管道潜在影响半径系数取值

压力 (MPa)	管径 (mm)	掺氢比									
		[3%, 10%)	[10%, 20%)	[20%, 30%)	[30%, 40%)	[40%, 50%)	[50%, 60%)	[60%, 70%)	[70%, 80%)	[80%, 90%)	[90%, 100]%
[4, 5.5)	356	0.091	0.088	0.087	0.083	0.082	0.081	0.076	0.075	0.068	0.063
	711	0.099	0.095	0.094	0.091	0.090	0.089	0.084	0.083	0.075	0.071
[5.5, 6.3)	273	0.086	0.083	0.082	0.079	0.078	0.077	0.072	0.072	0.064	0.060
	406	0.093	0.090	0.089	0.085	0.084	0.083	0.078	0.077	0.070	0.065
	508	0.095	0.091	0.091	0.087	0.086	0.085	0.081	0.080	0.072	0.068
	610	0.096	0.093	0.092	0.089	0.088	0.087	0.082	0.081	0.074	0.069
	660	0.097	0.094	0.093	0.090	0.089	0.088	0.083	0.082	0.074	0.070
	711	0.098	0.095	0.094	0.090	0.090	0.088	0.084	0.083	0.075	0.070
	813	0.100	0.097	0.096	0.092	0.091	0.090	0.085	0.084	0.076	0.072
[6.3, 8)	508	0.094	0.091	0.090	0.086	0.086	0.085	0.080	0.079	0.072	0.067
	1016	0.103	0.100	0.099	0.095	0.094	0.093	0.087	0.087	0.078	0.074
[8, 9.2)	205	0.082	0.079	0.078	0.075	0.074	0.073	0.069	0.068	0.061	0.057
	610	0.096	0.092	0.091	0.088	0.087	0.086	0.081	0.080	0.073	0.068

	660	0.097	0.093	0.092	0.089	0.088	0.087	0.082	0.081	0.074	0.069
	711	0.098	0.094	0.093	0.090	0.089	0.088	0.083	0.082	0.074	0.070
	760	0.099	0.095	0.094	0.091	0.090	0.089	0.084	0.083	0.075	0.071
	914	0.101	0.098	0.097	0.093	0.092	0.091	0.086	0.085	0.077	0.072
[9, 2, 10]	711	0.098	0.094	0.093	0.090	0.089	0.088	0.083	0.082	0.074	0.070
	1016	0.103	0.100	0.099	0.095	0.094	0.093	0.087	0.086	0.078	0.074
	1219	0.106	0.103	0.101	0.097	0.096	0.095	0.090	0.089	0.080	0.076
[10, 12]	559	0.094	0.091	0.090	0.087	0.086	0.085	0.080	0.079	0.072	0.067
	1016	0.103	0.100	0.098	0.095	0.094	0.093	0.087	0.086	0.078	0.074
	1219	0.106	0.102	0.101	0.097	0.096	0.095	0.090	0.089	0.080	0.076
	1422	0.109	0.105	0.104	0.100	0.099	0.098	0.092	0.091	0.083	0.078

7.3 识别要求

- 高后果区起止点与高后果区内人员居住的建筑物距离不应小于潜在影响半径和 200 m 中的较大值，与易燃易爆场所的距离不应小于 200 m。
- 识别出的高后果区相互重叠或间隔不超过 50m 时，可作为一个高后果区管理。
- 地区等级划分时应考虑管道途经区域的发展规划，尽可能避免短期内发生地区等级升级。
- 宜采用地理信息系统或现场实际调查识别高后果区，识别报告中应明确识别方法，识别结果应按照统一格式填写。
- 当输氢管道长期低于最大允许操作压力运行时，潜在影响半径宜按照最大操作压力计算。
- 管道企业应关注管道途经地区发展及规划变化情况，当管道周边规划及设施建设足以形成新的高后果区或造成原有高后果区等级升高时，应组织开展风险评价，并根据评价结果制定相应的管控措施。

7.4 高后果区管理

7.4.1 应建立高后果区安全管理制度，明确安全管理要求以及管理机构和人员职责，定期维护高后果区的监控设施和警示标识，管道标志损毁或者安全警示不清晰的，应及时更新或修复。

7.4.2 输氢管道本体存在以下缺陷时应实施修复、降压运行等响应措施：

- I 级、II 级高后果区管道本体腐蚀深度大于等于 60%壁厚或开挖应力释放后凹陷深度大于等于 6%外径；
- III 级高后果区管道本体腐蚀深度大于等于 40%壁厚或开挖应力释放后凹陷深度大于等于 4%外径。

7.4.3 对于非线性增长速率的缺陷，应调整管道再评价周期。

7.4.4 对于涉及地质灾害危险性评估等级为中等及以上的区域，应建立地质灾害风险评价机制，每年根据风险等级制定风险防控、监测和治理计划。

7.4.5 加强第三方施工管理，防止损坏和占压管道。

7.4.6 运行阶段应针对每一个高后果区编制一套风险管控方案，管控方案应对高后果区的风险管控措施、巡护要求和应急准备做出安排，做到“一区一案”。

7.4.7 应定期开展高后果区管道完整性评价、风险评价、地灾识别与治理等工作；应优先安排高后果区内管段的内外检测、维护维修和其它日常管理工作；应定期对高后果区段的管理人员进行培训，确保高后果区管理人员应知、应会。

9 风险评价

9.1 一般要求

9.1.1 输氢管道投产后 1 年内应完成运行阶段首次管道风险评价。

9.1.2 天然气输送管道变更为掺氢输送管道前应开展系统的风险评价，风险评价应重点针对掺氢带来管道损伤机理变化和管道失效后果变化情况，管道沿线人口密集型高后果区应开展定量风险评价，并详细对比掺氢前后的风险变化。

9.1.3 输氢管道风险评价应根据氢气的特点开展全面的危害因素识别，评价危害因素导致失效的可能性和后果，对管段进行风险排序，确定需要采取风险消减措施的优先顺序。

9.1.4 风险评价所采用的数据应全面和准确，能够反映管道的最新运行管理情况，当管道属性数据发生较大变化时应及时进行再评价。

9.1.5 输氢管道高后果区风险评价可纳入管道全线风险评价。

9.2 评价方法的选用

9.2.1 基于输氢管道具体情况，结合现有数据的完整程度以及经济投入等因素，考虑风险评价的目的和需求、适用性、数据完整程度、风险因素识别结果等因素选用合理的风险评价方法。

9.2.2 可采用一种或多种管道风险评价方法来开展评价。定性风险评价方法包括安全检查表法、风险矩阵法等，风险矩阵可参照 GB 32167-2015 附录 E；半定量风险评价方法如指标体系法，可参照 GB/T 27512、SY/T 6891.1；定量风险评价方法包括概率评价法、QRA 等，可参照 SY/T 6891.2。

9.3 评价流程

9.3.1 风险评价应包括以下步骤：

- a) 数据收集与整合；
- b) 危害因素识别；
- c) 风险评价方法选择；
- d) 管段划分；
- e) 失效可能性分析；
- f) 失效后果分析；
- g) 风险计算及风险等级判定；
- h) 提出风险消减措施建议；
- i) 风险再评价；
- j) 风险评价报告

9.3.2 应按照图 1 的流程进行风险评价。

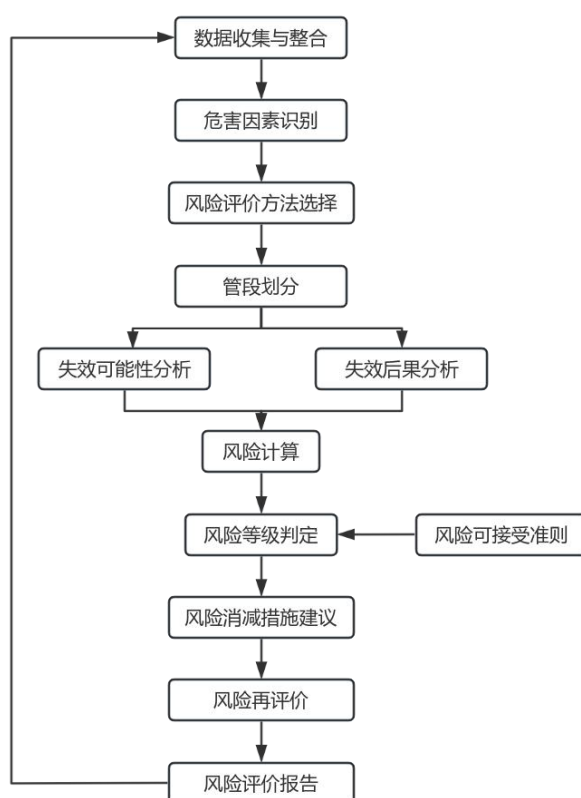


图 1 风险评价的总体流程图

9.4 数据收集和整理

9.4.1 应根据风险评价方法确定数据收集范围和内容。

9.4.2 输氢管道风险评价数据采集的方式有踏勘、与管道管理人员访谈和查阅资料等，一般需要收集以下资料：

- a) 管道基础信息资料：如管道输送介质、管径、壁厚、材质、设计压力、运行年限、防腐层类型、补口形式、管段敷设方式、管道里程、三桩一牌、管道穿跨越、阀室等属性信息；
- b) 管道设计施工资料：如初步设计报告及竣工资料、施工情况、管道通行带的遥感或航拍影像图和线路竣工图等；
- c) 管道运行维护资料：如管道高后果区资料、管道周围人口分布、第三方交叉施工信息、管道地质灾害调查/识别信息、管道内外检测信息、管道更新改造工程信息、管道腐蚀防护信息、管道安全隐患识别、泄漏监测系统/安全预警系统/视频监控系统等情况、管输介质的来源和性质、管道输量和运行压力信息、管道清管杂质分析等信息；
- d) 管道泄漏历史及应急情况：如管道泄漏事故历史、管道维抢修情况及应急预案等；
- e) 管道以往的评价报告及管理规章制度：如环境影响评价报告、安全评价报告、站场危险与可操作性分析及其他危害分析报告、第三方施工管理制度等；
- f) 其他相关信息。

9.5 危害因素识别

- 9.5.1 应在开展风险评价时系统全面开展所评价管道危害因素的识别。
- 9.5.2 应识别影响输氢管道风险的所有潜在危害因素，包括输氢导致的氢致开裂及氢脆等氢致性能降低，宜根据时间因素、失效模式等对输氢管道的危害因素分组，输氢管道的危害因素见附录 B。
- 9.5.3 应考虑多种危害因素的相互作用，例如出现腐蚀的部位又受到氢的影响或第三方损坏等。
- 9.5.4 应按照 GB 32167 识别不符合国家法律法规和标准要求的情况，以及会导致管道风险升高的因素。

9.6 管段划分

- 9.6.1 风险评价应以管段为单元，评价前应进行管段划分。
- 9.6.2 管段划分可采用关键属性或全部属性分段两种方式，应优先选用全部属性分段。
- 9.6.3 应根据管道属性和管道周边环境对管道进行管段划分。管段划分应考虑的因素，包括但不限于：
 - a) 管材、管径、壁厚、防腐层类型、管道附属设施及其起止里程；
 - b) 管道运行参数，包括输送介质、运行压力和温度等；
 - c) 管道服役时间；
 - d) 管输氢气的含水情况及水的积聚位置、杂质气体及含量；
 - e) 管道沿线人口密度、附近建筑物的密集程度和重要程度；
 - f) 管道沿线杂散电流状况；
 - g) 管道防腐层状况；
 - h) 管道阴极保护状况，特别是阴极保护电位过负的位置；
 - i) 管道沿线土壤工程地质条件及应力状况。

9.7 失效可能性分析

- 9.7.1 应结合包含氢致损伤因素在内的失效影响因素进行失效可能性分析，分析过程中应考虑已采取的风险减缓措施的效果。
- 9.7.2 应对每个管道分段识别出的所有危害因素逐一进行失效可能性估算，如果危害因素存在多个失效模式，则应计算每个失效模式的失效可能性。
- 9.7.3 输氢管道风险评价工作中失效可能性分析应重点考虑如下因素：
 - a) 第三方损坏，如开挖施工损坏等；
 - b) 腐蚀，如外腐蚀、内腐蚀、应力腐蚀开裂等；
 - c) 氢致损伤，如氢脆、氢致开裂、氢鼓泡等；
 - d) 制造与施工缺陷，如环焊缝缺陷、凹陷等；
 - e) 地质灾害，如滑坡、崩塌和水毁等；
 - f) 误操作，如人为误操作，设计安装失误等。
- 9.7.4 失效可能性可采用定性、半定量或定量的方法计算。
- 9.7.5 宜使用输氢管道行业或本公司的失效统计数据或概率分析进行失效可能性计算。
- 9.7.6 直接采用历史失效数据进行失效可能性分析或对失效可能性分析结果进行验证时，应对历史数据的适用性进行分析，并重点考虑输氢导致失效概率变化。

9.8 失效后果分析

- 9.8.1 失效后果分析用于确定输氢管道失效对周边人员、财产和环境产生不利影响的严重程度。

- 9.8.2 失效后果分析应考虑以下因素：
- a) 输送介质的性质；
 - b) 失效模式，泄漏孔大小或破裂；
 - c) 是否存在可限制氢气泄漏的缓解措施，如泄漏检测、使用远程操作截断阀和应急响应计划等；
 - d) 着火可能性；
 - e) 含氢介质释放后的压力波，点火后的燃烧、爆炸或窒息等。
 - f) 潜在影响半径内的人员情况；
 - g) 周边受影响对象暴露水平及其影响程度；
 - h) 应急响应。
- 9.8.3 含氢介质泄放后的失效后果，应考虑氢气立即点燃的情况和/或在露天区域上升、扩散且可能被延迟点燃的两种不同情况。
- 9.8.4 应对划分的每个管段评价所有失效模式的失效后果，失效后果可采用定性、半定量或定量的方法计算。
- 9.8.5 定量风险评价中宜考虑氢气的燃烧和爆炸特性，合理选择适用模型进行失效后果计算。

9.9 风险计算

9.9.1 风险是失效发生的可能性与失效后果的乘积，风险计算方法见式 2 和式 3：

a) 单个危害：

$$Risk=P_iC_i \tag{2}$$

b) 多种危害：

$$Risk = \sum_{i=1}^n P_iC_i \tag{3}$$

式中：
Risk—风险值；

C—失效后果；
P—失效可能性；
n—失效类别。

9.10 风险等级及风险可接受性判定

- 9.10.1 应进行风险等级判定并按照风险水平对管段进行排序，确定完整性评价和实施风险消减措施的优先等级。
- 9.10.2 采用定性和半定量风险评价方法开展风险评价时，可依据风险矩阵开展风险等级判定，风险等级可接受性及响应策略应按照表 3 执行。

表 3 风险可接受性及响应策略

风险等级	风险可接受性及响应策略
低 (等级 I)	风险水平可以接受，当前应对措施有效，不必采取额外技术、管理方面的措施
中 (等级 II)	风险水平可以接受，但应保持关注

较高 (等级Ⅲ)	风险水平不可接受,应在限定时间内采取有效应对措施降低风险
高 (等级Ⅳ)	风险水平不可接受,应尽快采取有效应对措施降低风险

9.10.3 采用定量风险评价方法开展评价时,可通过个人风险和社会风险判定风险可接受性,将风险评价的结果和风险可接受标准比较,判断项目的实际风险水平是否可以接受:

a) 当个人风险水平超过可接受标准,该风险不能被接受;当个人风险低于可接受标准,该风险可以接受;当个人风险水平在可接受指标和可忽略指标之间,可考虑风险的成本与效益分析,采取降低风险的措施,使风险水平“尽可能低”。

b) 当社会风险水平超过可接受指标,该风险不能被接受;当社会风险水平低于可忽略指标,该风险可以接受;当社会风险水平在可接受指标和可忽略指标之间,可考虑风险的成本与效益分析,采取降低风险的措施,使风险水平“尽可能低”。

9.11 风险消减措施建议

9.11.1 风险消减措施应包括降低失效可能性的措施、降低失效后果的措施、增强设施和人员对后果承受能力的措施及对后果中的主要危险因素进行控制的措施等。输氢管道全生命周期不同阶段风险消减措施见本文件第12章。

9.11.2 应采取措施防止氢气泄漏后的意外点火。

9.11.3 可评估和选择性地应用专设保障措施,以将输氢管道意外损坏的风险降至最低,或将输氢管道可能失效的有害后果降至最低。

9.12 风险再评价

9.12.1 输氢管道风险评价的时间间隔应根据风险评价的结论来确定,且不宜超过3年,输氢管道属性和周边环境发生较大变化后,或发生失效事件后,应及时进行风险再评价。

9.12.2 当出现下列情况之一时,应对管道或发生变化的管段重新进行风险评价:

- 上次风险评价周期到期;
- 管道进行重大维修改造,如管道改线等;
- 操作工况发生重大变化,如掺氢比例发生变化、最大允许操作压力(MAOP)变更;
- 沿线环境发生重大变化,如高后果区地区等级升级;
- 其他可能影响管道风险的重大变化。

9.13 风险评价报告

9.13.1 应根据风险评价的目标和范围确定风险评价报告的内容,评价报告应包括以下内容:

- 概述(评价目的、评价背景、评价结果简介);
- 管道基本情况(管道基本参数、管道路由、管道管理现状);
- 评价方法与评价过程(指标体系、评价工具、危害因素识别情况);
- 管段划分(管段划分原则和结果);
- 风险评价(失效可能性分析、失效后果分析、风险等级确定、风险可接受性判定);
- 评价结论及风险控制建议措施。

9.13.2 风险评价报告应清晰描述输氢管道在特定时间段的风险和随时间变化的风险。

10 检测和监测

10.1 一般要求

10.1.1 应根据输氢管道风险评价结果、运行策略、输送介质特性、工况条件及历史检测情况等因素确定检测和监测内容、方法。

10.1.2 宜在管道交付前进行投产前检测；投产前检测时，应对施工和测试阶段获取的所有检测数据（目视、无损检测和内检测）进行适用性评价。

10.1.3 新建输氢管道应在投产后 3 年内或按照当地主管部门的要求进行基线检测，宜通过剩余强度计算和剩余寿命预测确定下次检测周期。

10.1.4 检测应由具有相关资质和能力的检验机构负责，检验机构应对检验结论的真实性、准确性和有效性负责；管道企业应为检验顺利实施提供必要的条件，并协助完成检验工作。

10.1.5 应重点检测、监测服役环境复杂、已劣化、失效后果严重的管段。

10.1.6 应根据风险评价的结果，选择恰当的监测、检测方法。

10.1.7 宜选用内检测、压力试验、直接评价或其他基于危害因素的检测和监测方法。

10.1.8 宜采用一种以上的检测和/或监测方法来识别同一管段的不同危害因素。

10.1.9 输氢管道的检测与试验应符合 GB 32167、GB/T 34275、GB/T 27699 等标准要求。

10.1.10 检测记录、报告、底片或扫描图像等检测资料保存期不应少于 7 年。无损检测单位应将检测资料进行数字化，新建管道底片数字化时宜按照 SY/T 4109 的规定执行，保存期不应少于管道服役期。

10.1.11 当采用未列入本文件的无损检测方法时，应制定相应检测标准，经建设单位审核和批准后，方可使用。

10.2 检测

10.2.1 输氢管道常用检测方法、检测项目及要求的选取应符合标准 GB 32167 相关规定。

10.3 地面宏观检测

10.3.1 地面宏观检测应包括管道沿线地面环境检查，管道走向、位置检查，管道地上附属装置、设施检查，泄漏检查，管道沿线防护带、水工保护、覆土检查，管道沿线地质条件调查，穿跨越管道及附属设施初步检查，管道安全附件和安全装置检验。

10.3.2 地面宏观检测的检测要求与实施过程见标准 GB/T 37368 相关规定。

10.4 内检测

10.4.1 建设期要求

10.4.1.1 管道系统的设计应保障内检测器的可通过性，考虑如下因素：

- a) 安装永久收发球筒或预留连接临时收发球筒的接口，收发球筒前应留有足够的作业空间和安全距离；
- b) 上下游收发球筒间距宜控制在 150km 以内，最长不能超过 200km。对投产后可能存在杂质较多或者管道内表面对清管器磨损严重的管道，应适当缩短间距；
- c) 收发球筒应满足使用内检测器的长度的要求。
- d) 平衡管、阀门、三通等附件的设置满足清管和内检测的要求；
- e) 最小允许弯管曲率半径；
- f) 最大允许的内径变化；
- g) 内涂层与内检测的相互影响；
- h) 过球指示器；

- i) 旁通与盲板的间距;
 - j) 在确定球筒方位时应考虑进入路线和相邻设施的安全。
- 10.4.1.2 在管道建设时期,宜采集所有阀门、小开孔、三通、焊缝等坐标,用于定位异常点。
- 10.4.1.3 投产前宜开展内检测,对其发现的特征进行分类,依据相关施工标准的要求进行修复,并记录在案。
- 10.4.1.4 投运前或投运后3年内的基线内检测与评价结论可以作为工程验收依据。
- 10.4.1.5 建成后两年以上未投产的输氢管道,投产前宜开展基线检测,并优先选用内检测方法实施。
- 10.4.2 内检测管理
- 10.4.2.1 应建立内检测管理程序。综合考虑风险评价建议和管道缺陷特征等确定需要选择的检测器类型,制定内检测计划。应考虑内检测器在氢气环境中运行的适用性,并优先采用高精度内检测器。
- 10.4.2.2 内检测器的适用性取决于待检测管道的条件和检测目标与检测器之间是否匹配,宜优先选择具备裂纹及附加应力检测能力的内检测器。
- 10.4.2.3 检测器类型及适用性的一般性分类、常见的检测技术性能规格、检测服务方的技术资质等应符合SY/T 6597规定。当检测服务方能够证明或承诺其检测设备、数据分析人员达到上述标准要求时,可认可其具有检测资质。宜通过牵引试验或选择试验段检测后开挖验证等程序验证其资质与能力,也可参照检测服务方提供的验证结果或第三方评估结论。评价达到标准要求后,方可具备允许检测条件。
- 10.4.2.4 首次应用的内检测技术、新设备或检测新的缺陷类型应进行检测性能验证,验证方法可选择牵引试验验证或者依据检测结果开挖验证。
- 10.4.2.5 应验证检测器在输氢环境中的适用性,尤其是传感器、非金属密封件、磁化结构等重要元器件的适用性,验证方法应选择临氢环境验证相容性试验。
- 10.4.2.6 应定期进行清管作业,保持管道的可检测性,管道内检测前应进行清管。
- 10.4.2.7 内涂层、内衬修复等应不影响内检测结果。如影响内检测性能,则应考虑其他方法。
- 10.4.2.8 检测设备可具有单一功能,也可将多种功能组合在一起使用。
- 10.4.2.9 管道企业和检测服务方宜指派代表共同分析待检测管道和检测器性能是否满足管道检测需求。检测器的选择依赖于管道的检测条件和检测所需达到的目的。
- 10.4.2.10 应根据以下条件评价内检测方法的可靠性:
- a) 检测多种异常的能力;
 - b) 检测器性能规格和置信水平(如异常的检出率、分类和量化);
 - c) 检测服务方使用这种检测方法的历史;
 - d) 成功/失败率;
 - e) 检测器检测数据是否能覆盖管段的全长和全圆周。
- 10.4.3 内检测实施
- 10.4.3.1 在清管和内检测项目实施前应进行风险识别并制定控制措施,纳入清管及内检测实施方案。
- 10.4.3.2 内检测实施流程参考GB/T 27699、SY/T 6597执行。
- 10.4.3.3 管道企业负责内检测过程中的应急准备和工艺操作。
- 10.4.4 报告要求
- 检测报告格式及内容应符合GB/T 27699、SY/T 6597中的规定,并提交相应的数据查看软件。
- 10.4.5 开挖验证
- 应通过开挖验证,判断检测结果是否达到了合同中所约定的检测精度,评价方法参照SY/T 6597。
- 10.5 外检测
- 10.5.1 输氢管道外检测应包括外腐蚀外检测、内腐蚀外检测、氢致开裂检测和应力腐蚀开裂检测。
- 10.5.2 外腐蚀外检测的要求宜参照GB/T 37368、SY/T 0087.1相关规定。

10.5.3 内腐蚀外检测的要求宜参照 GB/T 37368、SY/T 0087.1 相关规定。

10.5.4 氢致开裂的外检测重点关注如下因素：

- a) 氢气输送管道可出现内部输送介质诱导的氢致开裂；
- b) 应根据管道的运行压力，运行温度，管道材质、钢级等参数，开展氢致开裂敏感性分析，根据分析结果确定是否开展氢致开裂外检测；
- c) 发生过由输送介质诱导的氢致开裂的管道，应定期进行排查，并对可能发生氢致开裂的管段应进行开挖检测。

10.5.5 应力腐蚀开裂的外检测要求应符合现行标准 GB/T 36676 相关规定。

10.6 专项检测

10.6.1 专项检测宜包括穿、跨越管段管道本体和附属设施的检测，管道氢致开裂、应力腐蚀开裂、硫化物应力腐蚀开裂等的检测，钢管材质理化性能检测，特殊焊接位置、工况下的环焊缝检查，及特殊位置、特殊设施的腐蚀检查。

10.6.2 检测中发现存在严重问题或普遍存在问题时，应扩大检测范围，并提高检测频次。

10.6.3 专项检测时，选用的检测方法应满足检测目的的需求；当采用新技术、新设备时，应对其适用性进行实际验证。

10.6.4 维抢修时，应对维抢点附近土壤中和大气中的氢浓度进行检测。

10.7 监测

10.7.1 输氢管道监测系统应能实时或定期提供管道本体、输送介质和周边环境的数据信息。

10.7.2 应监测输氢管道组分、压力、温度等运行参数。

10.7.3 应监测因滑坡、洪水、地质沉降等引起的管段位移和/或土壤移动引起的管道应力变化。

10.7.4 应监测管道沿线隧道等密闭空间氢气浓度。

10.7.5 应对管道阀室、场站、管廊等重点部位进行氢气泄漏监测。

10.7.6 应监测管道的阴极保护系统和杂散电流干扰防护系统运行状况，评估阴极保护和杂散电流干扰防护的效果。

10.7.7 宜对严重缺陷位置、材质劣化管段进行缺陷、氢泄漏监测。

10.7.8 输氢管道监测系统应能提供预警通知，并可为风险评价提供参考。

11 完整性评价

11.1 一般要求

11.1.1 应根据管道危害因素识别、历史检测数据及风险评价结果，确定完整性评价目标，并选用适用的评价方法。评价方法包括内检测评价、压力试验、直接评价以及其他经过验证的完整性评价方法。

11.1.2 宜优先选择基于内检测的方法进行完整性评价。如管道不具备内检测条件，宜改造管道使其具备内检测条件。对不能改造或不能清管的管道，可采用压力试验或直接评价方法，亦可采用其他经过验证的完整性评价方法。

11.1.3 对于存在多种危害因素的管段，宜采用多种评价方法进行综合评价。若针对特定危害无适用的评价方法，则应采取有效的预防性措施。

11.1.4 输氢管道投产前应完成首次完整性评价。管道投用后，应在 3 年内完成完整性评价，后续再评价周期不应超过 6 年。

11.1.5 当输送介质转换为氢气前，应开展完整性评价，并在工况转换后 3 年内完成再评价，后续再评价周期不应超过 6 年。

11.1.6 评价时应充分考虑输氢管道腐蚀速率、缺陷增长速率与油气管道的差异性。在使用油气管道适用性评价标准时,应考虑材料强度、韧性等宏观性能与油气管道的差异性,对相关参数进行适应性修正。

11.1.7 完整性评价所需数据包括但不限于:

- a) 管段属性数据(如管材、管径、壁厚、设计温度及压力等);
- b) 设计阶段数据(如管道设计规范、制造工艺、性能试验等技术文件等);
- c) 建设期数据(如连接方式、弯头信息、埋深数据等);
- d) 运行期数据(如输氢时长及纯度、最大/最小运行压力、最大/最小运行温度、泄漏/失效历史、压力波动、维修记录等);
- e) 检测数据(如内检测数据、直接检测数据等);
- f) 载荷数据(如缺陷处管道压力、弯曲载荷、轴向载荷等);
- g) 材料力学性能数据(如氢环境下母材与焊缝的拉伸、断裂、疲劳等力学性能等);
- h) 其他数据(高后果区识别与风险评价结果等)。

11.1.8 应根据缺陷类型与特征、荷载条件、管道材料特性及评价精度要求,选择经验证且适用的缺陷评价方法。采用附录 C 中推荐的缺陷评价方法时,应考虑氢气环境对管道材料力学行为的影响。

11.1.9 评价工作应由具备相应专业知识和经验的工程师承担。

11.1.10 管道运行工艺条件发生重大变更时,应重新进行完整性评价。

11.2 压力试验

11.2.1 新建或改造后的输氢管道,应进行强度试验、严密性试验,合格后方可投入使用。

11.2.2 符合下列条件之一时,可选择压力试验作为输氢管道完整性评价方法:

- a) 新建输氢管道启用前;
- b) 基于风险或完整性评价要求需进行压力试验的管道;
- c) 管道计划在高于原运行压力或最高允许操作压力(MAOP)下运行;
- d) 经内检测、直接评价等方法评价后事故仍频发;
- e) 输送介质或工艺条件发生变更;
- f) 管道停输超过一年后重启;
- g) 所有更换的管段;
- h) 经分析需开展压力试验的管道。

11.2.3 压力试验属于临时性高风险作业,应由具备相应资质的单位与人员实施,作业人员应培训合格并保留记录。

11.2.4 输氢管道试压介质及压力应符合 SY/T 7820 的规定。试验压力不低于 3.0MPa 时,宜采用水介质;试验压力低于 3.0MPa 时,可采用氮气等惰性气体介质。

11.2.5 试压风险及过程监控

11.2.5.1 压力试验的过程应符合现行标准 GB/T 37368 的相关规定。

11.2.5.2 压力试验前应进行风险识别,潜在风险包括:

- a) 材料性能随工艺参数变化;
- b) 注水、排水引发的腐蚀风险;
- c) 泄漏导致的管道失效风险及其引起的人员伤亡风险;
- d) 试验过程对系统的扰动风险;
- e) 管道材料发生非预期永久损伤的风险;
- f) 使用氢气混合物试压,以及试压后残留水分与氢气相互作用的风险。

11.2.5.3 应制定详细的压力试验计划,涵盖现场条件审查、临时设施可达性与后勤保障、试验数据获取与处理能力等。

11.2.5.4 试验前及试验期间应持续监测风险，及时更新风险评价与缓解措施，确保影响区内人员与公众安全。

11.2.5.5 应根据相关标准规范计算材料强度，进行材料性能评价，确保试验不影响材料性能。材料性能未知时，应通过测试确定。

11.2.5.6 应对管道应力变化进行评价，宜采用有限元分析法识别需控制的应力。

11.2.5.7 应确保试验全过程安全，措施到位。控制措施至少包括检查表准备、试验过程信息收集与经验总结。试验过程与结果记录应符合 GB/T 16805 规定。

11.2.5.8 应制定压力试验专项应急预案，以减轻相关安全与环境后果。

11.2.6 泄漏点处置

11.2.6.1 对试验中发现的泄漏点应开挖检查，分析原因，识别危害并修复。

11.2.6.2 可采用分段试压、介质中添加染料/示踪剂、声学监测等方法定位泄漏点。

11.2.6.3 泄漏点修复后应重新试压，直至合格。

11.2.7 以压力试验为主要检验方法的管道，评价周期不应超过 3 年。

11.3 直接评价

11.3.1 直接评价法适用于评价与时间相关的缺陷，如外腐蚀、内腐蚀、氢致开裂和应力腐蚀开裂（含压力循环导致的疲劳评价）。当管道存在其他风险时，该方法具有局限性。

11.3.2 符合下列条件时，宜选用直接评价法：

- a) 不具备内检测或压力试验条件；
- b) 无法确定是否可实施内检测或压力试验；
- c) 采用其他方法改造费用较高；
- d) 经确认直接评价可有效替代内检测或压力试验。

11.3.3 直接评价方法主要包括 ECDA、ICDA、HICDA 和 SCCDA，评价标准见表 2。

表 2 直接评价的主要类型和标准

直接评价方法	参考标准
ECDA	ISO 15589-1
	NACE SP0502
	NACE SP0210
	SY/T 0087.1
ICDA	NACE SP0206 (干气)
	NACE SP0110 (湿气)
	SY/T 0087.2
SCCDA	NACE SP0204
HICDA	API 579-1

11.3.4 外观检查、常规无损检测或其他新技术可用于开挖后或地面管道的检测，但其结论不宜直接作为管道系统完整性评价的唯一依据。

11.3.5 直接评价的再评价周期应根据风险评价结论和直接评价结果确定，最长不应超过 3 年。存在特殊危害因素时，应缩短周期。

11.4 适用性评价

11.4.1 评价要求

11.4.1.1 应对输氢管道内检测发现的管道缺陷进行评价，判定其可接受性。

11.4.1.2 适用性评价内容包括：评价数据收集、缺陷数据统计与致因分析、评价方法选择、材料相容性评价、剩余强度评价、剩余寿命预测与再检测、再评价周期确定、提出措施与建议等。

11.4.1.3 评价数据收集、缺陷数据统计与致因分析应按 GB 32167 规定执行。

11.4.1.4 应根据缺陷类型、特征、荷载条件、管道材料特性及评价方法的置信水平选择缺陷评价方法。

11.4.1.5 缺陷评价宜选用附录 C 中推荐的方法；采用其他方法前，应验证其对特定缺陷类型的适用性与准确性。

11.4.1.6 对于与时间相关的缺陷，应基于管道投用时间/检测时间间隔、缺陷致因等信息，建立缺陷增长预测模型，预测其发展趋势。

11.4.2 输氢管道材料相容性评价应包括下列内容：

- a) 钢材等级与微观组织：评价管材钢级、化学成分及微观组织（如带状组织等）的氢脆敏感性。通常情况下，材料强度等级越高，氢脆敏感性越高。
- b) 历史服役环境：评估管道既往服役过程中可能产生的氢致损伤。当管道由输送其他介质改为输氢或掺氢输送时，应分析其历史输送介质中硫化氢（H₂S）等酸性组分含量，以及氢致损伤失效事件。
- c) 焊缝性能：评价管道焊缝及 HAZ 的硬度与微观组织，并评估其在不同氢分压和应力水平下的裂纹萌生与扩展敏感性，维氏硬度超过 250HV 的区域，在氢环境中开裂敏感性增高，可按 GB/T 34542.2 规定的管材原位拉伸测试方法，对取样进行相容性评价。

11.4.3 长期服役输氢管道的力学性能退化评价应包括下列内容：

- a) 优先通过试验或现场测试获取管道材料在特定氢浓度、氢分压环境下的实际力学性能数据，尤其是断裂韧性和疲劳裂纹扩展速率，断裂韧性、裂纹扩展速率测试优先采用恒载荷试验方法。
- b) 评价所采用的管道材料力学性能参数，应考虑氢环境导致材料屈服强度、抗拉强度、延伸率等力学指标的变化。

11.4.4 应根据缺陷性质开展针对性的剩余强度与剩余寿命评估，内容包括：

- a) 对于腐蚀类体积型缺陷，应采用剩余强度评价方法。管道许用应力应根据氢环境材料性能进行修正，适当增大安全系数，最大安全操作压力的计算应引入氢环境影响因子。同时可根据腐蚀监测、检测数据或历史经验，按 SY/T 6151 进行腐蚀增长预测，计算缺陷剩余寿命。
- b) 对于 SCC、疲劳裂纹、焊接裂纹等平面型缺陷，应采用断裂力学方法进行评价。管道许用断裂韧性等参数优先采用实测数据，若无实测数据可采用氢环境下的阈值下限，并考虑引入安全系数。断裂评估应结合管道承载类型与失效模式，采用失效评估图、剩余强度计算、疲劳裂纹扩展速率分析等方法，评估缺陷处的断裂失效、塑性垮塌及疲劳失效风险。对可能发生疲劳失效的管道，宜采用管材原位疲劳测试结果评估含缺陷管道的剩余寿命。
- c) 对于凹陷、褶皱等几何变形缺陷，应重点评估其在氢环境下萌生裂纹的可能性，以及变形与金属损失或焊缝重合时的失效风险。
- d) 压力波动频繁的管段，应进行专项疲劳分析，确保其在设计寿命内安全运行。
- e) 可采用管材原位疲劳测试方法，按下列公式（4）和（5）对管段试样进行剩余寿命评估。

$$\frac{da}{dN} = C \Delta K^n \quad (4)$$

$$\Delta K = K_{\max} - K_{\min} \quad (5)$$

式中：

C 和 n ——与材料有关的常数，与材料的微观组织、加载方式、试验环境和温度有关；

K_{\max} 、 K_{\min} ——疲劳加载循环中应力强度因子的最大和最小值。

11.4.5 输氢管道剩余强度评价与剩余寿命预测应满足下列要求：

- a) 应考虑缺陷尺寸、缺陷增长速率及运行载荷等所有不确定性与超限可能性。数据不充分时，宜采用保守假设，并在获取准确数据后更新评价。
- b) 管道安全系数应适用于所有被评价管段的剩余强度评价与剩余寿命预测。应根据缺陷增长速率、失效模式及适用安全系数进行剩余寿命预测。
- c) 使用内检测数据前，应进行必要的开挖验证。应确定适量的现场开挖验证点，以验证内检测结果与评价所用置信水平一致。应综合分析内检测与开挖验证结果，必要时对缺陷尺寸及预计增长速率进行修正。
- d) 当缺陷剩余强度不满足 MAOP 下的运行要求，或管体缺陷超出可接受标准时，应立即修复或降压运行。
- e) 管道完整性信息（如内检测数据）或运行参数（如压力、温度）发生变化时，应重新进行剩余强度评价与剩余寿命预测。
- f) 应结合缺陷失效模式、高后果区失效后果严重程度以及预测的缺陷剩余寿命，给出缺陷的修复时间和修复方法建议。
- g) 在适用性评价基础上应结合管道的历史失效事故、运行工况等，给出缺陷修复前，含缺陷管道安全运行压力建议。
- h) 宜综合考虑检出缺陷精度及置信度、缺陷增长对管道未来完整性的影响、预测结果随时间增长的分散性、未来需维修缺陷数量增长趋势与再检测的经济性对比，给出再检测评价的时间间隔和再检测评价的方法建议。
- i) 缺陷维修响应时间应从现场检测完成时开始计算。
- j) 宜结合后期开挖测量结果验证预测的缺陷增长速率，必要时修正评价报告。

11.5 评价结论与措施

11.5.1 评价结论应明确管道缺陷继续适用条件，结论类型包括继续使用、监控使用、降压运行、立即维修或更换、需进一步评价。

11.5.2 缺陷评价结果满足可接受准则，且材料与氢兼容，可判定为继续使用。

11.5.3 缺陷评价结果满足可接受准则，剩余寿命不满足再检验周期时，结论为监控使用，应制定并实施加强的监控计划（如缩短内检测周期、安装应变监测设备等）。

11.5.4 缺陷评价结果表明在当前压力下不满足可接受准则，但降压后可满足时，结论为降压运行，应重新计算并核定 MAOP。

11.5.5 缺陷评价结果不满足可接受准则，且存在即时失效风险时，结论为立即维修或更换，应立即采取停输、降压等措施，并对缺陷部位进行维修或更换。

11.5.6 现有数据不足以完成评价时，结论为需进一步评价。应建议进行更详细的检测以获取必要数据后重新评价。

11.5.7 管道满足继续使用条件但需计划维修时，应结合缺陷失效模式、高后果区失效后果严重程度及预测剩余寿命，提出修复时间与方法建议。

11.5.8 评价结果表明管道不再适宜继续使用时，应予停运、封存或报废。

12 风险消减及维修维护

12.1 一般要求

12.1.1 应采取适当的风险消减措施，将输氢管道的风险控制在合理、可接受的范围内，实现安全、可靠、经济运行的目的。

12.1.2 重大风险的减缓措施实施前应编制专项风险减缓措施方案，宜经过评审后实施。

12.1.3 应在输氢管道整个服役周期内实施风险消减措施，应对风险消减措施的适用性进行评价。

12.2 设计阶段

12.2.1 设计阶段应根据风险评价给出的建议，开展技术和经济比选；应以技术成熟、经济合理为原则，并结合项目要求，选取适宜的风险减缓措施方案。

12.2.2 设计过程中应充分分析管道内、外部维抢修资源和周边社会资源的依托，保证运输、维检修、抢险等可顺利实施。

12.2.3 设计期间的风险消减措施宜包括如下：

- a) 提高管材氢适应性要求；
- b) 增大埋深；
- c) 增加钢管壁厚；
- d) 采用混凝土包覆或套管和混凝土盖板等物理防护；
- e) 加密管道标识；
- f) 设置警示带；
- g) 设置视频监控；
- h) 可由报警器触发的惰性气体吹扫置换装置；
- i) 优化阴极保护方案；
- j) 设置隔离阀、溢流阀或低压切断阀；
- k) 设置地质灾害监控系统；
- l) 优化管道路由；
- m) 降低管道设计压力；
- n) 提高管道环焊缝的质量、检测与检验要求；
- o) 设置氢气泄漏监测系统；
- p) 设置氢致开裂监测系统；
- q) 设置氢气火焰检测系统；
- r) 制定抑制氢脆化的措施；
- s) 存在氢气聚集风险时，应设置可燃气体检测器，可燃气体检测器一级报警设置值应小于或等于可燃气体爆炸下限的 25%；
- t) 避免设备处于密闭空间，氢气可能积聚的受限空间内采用机械通风。

12.3 施工阶段

12.3.1 针对输氢管道施工阶段识别影响工程质量和管道完整性的风险因素，应采取针对性的质量控制和风险消减措施。

12.3.2 常用的施工阶段减缓风险措施包括但不限于：

- a) 对钢管管体保护，确保钢管和防腐层不受损；
- b) 未及时使用的钢管，对管端封口，避免雨水或者泥土等杂质进入钢管；
- c) 根据氢含量，合理选择焊材；
- d) 对有条件的管道焊接，提高自动焊接的比例；
- e) 在石方段敷设时确保管沟底部平整，设置细土垫层；
- f) 提高焊接接头一次性焊接合格率；
- g) 采用机械化防腐补口，提高防腐补口施工质量；
- h) 管道和阀门等安装满足设计文件和相关施工标准的要求；
- i) 施工时管道不强组对，连头选择平缓地段；

- j) 施工时采取避免诱发地质灾害的措施；
- k) 寒冷地区，水压试验避免在冬季开展，试压结束后及时排水和扫水；
- l) 对施工完成的管段进行临时保护。

12.3.3 投产试运行阶段

- 12.3.3.1 可参考 GB/T 35068 和 SY/T 5922 中关于输气管道的规定开展投产准备和投产。
- 12.3.3.2 应分析投产试运行和运行风险，分析运行过程中可能出现的风险源、失效的可能性、失效的后果，以及采取相应措施和需要投入的成本。
- 12.3.3.3 应制定适当的泄漏检测、吹扫和氢气置换程序，符合要求后才可开始充氢。
- 12.3.3.4 投产试运行时应做好管道线路沿线宣传工作并采取安全保护措施，对高后果区管段应进行重点检查，制定针对性预案。

12.4 运行阶段

- 12.4.1 应根据标准和操作规程的相关要求，完整性评价结果和确认的危害因素实施降压或维修等风险消减措施。
- 12.4.2 应尽可能阻止输氢管道泄漏后发生意外点火、火灾或爆炸。
- 12.4.3 应采取预防措施，避免在存在可燃混合物的情况下产生静电放电。
- 12.4.4 预防措施应能阻止或减缓所有危害因素导致的管道劣化趋势。
- 12.4.5 应对所有的减缓措施进行优先级排序，并列出时间表；减缓措施优先排序和时间表，应随新信息的不断获取而实时调整。不同失效模式的减缓措施见表 E.1。
- 12.4.6 应考虑在不同运行压力下的输氢管道焊缝缺陷可接受标准。
- 12.4.7 输氢管道的日常管理与巡护要求如下：
 - a) 管道埋地后，应立即制定巡护方案，实施巡护管理；宜选择人工巡护或飞行器巡护。
 - b) 应根据高后果区识别、风险评价和完整性评价等建议制定巡护方案和日常管理方案，应明确巡护和日常管理的内容、方式、频次和重点关注位置，高后果区、第三方施工活动频繁地段应作为重点关注地段。
 - c) 日常管理和巡护中发现的异常和变化信息应及时上报并跟踪，实现闭环管理。
 - d) 应加强管道保护宣传。
- 12.4.8 应参照 GB 32167 进行输氢管道第三方损坏风险控制。
- 12.4.9 应参照 SY/T 6828 进行输氢管道的自然与地质灾害风险控制。
- 12.4.10 应参照 GB/T 23258、GB/T 21447 和 GB/T 21448 进行输氢管道内、外腐蚀风险控制，应考虑输氢介质对阴极保护效果的影响。
- 12.4.11 对于输氢管道不同类型缺陷的修复方法可参照 GB 32167-2015 附录 K，并应验证缺陷修复方法在输氢管道中的适用性。

12.5 停用、封存与报废阶段

- 12.5.1 管道停用处置完成前，按照运行阶段的管理要求进行管理。
- 12.5.2 管道停用前应根据风险评价结果制定停用方案，明确压力调控、流速控制、介质置换、管线隔离等操作要求及应急处置措施。
- 12.5.3 使用氮气等惰性气体进行置换/吹扫的停用、封存管道，应保持 0.02 MPa~0.05 MPa 惰性气体微正压，每年至少开展 1 次压力检查。
- 12.5.4 管道停用、封存超过 1 年再启用的，应在启用前进行高后果区识别、风险评价，并按照本标准的要求开展完整性评价，确认其合于使用。

12.5.5 报废管道应制定管道废弃处置方案，确定管道处置方式和安全防护措施。

13 持续改进

13.1 管道失效管理

13.1.1 应对输氢管道泄漏事件进行失效分析。

13.1.2 应根据现场调查结果及收集到的背景资料，结合试验分析结果等，综合分析判断失效模式，找出失效的直接原因与根本原因等。

13.1.3 应针对失效原因分析复核完整性管理方案和执行情况，查找管理制度和管理活动中存在的不足。

13.1.4 对于氢相关的失效机理造成的失效，应分析同类问题发生的可能性、产生的影响和需采取的防范措施。

13.1.5 应编写失效分析报告，报告应在管道企业内部进行发布和宣贯。

13.2 应急管理

输氢管道企业的应急管理应满足以下要求：

- a) 编制应急预案，应急预案中应包含氢气泄漏专项处置流程；
- b) 明确应急演练层级及频次；
- c) 根据应急物资配置标准及抢险需要配备应急物资，应急物资应包括氢气专用检测仪；
- d) 做好管道沿线风险告知，重点告知氢气泄漏后果特点；
- e) 建立企地会商研判和协同应急处置工作机制。

13.3 记录与文档管理、沟通和变更管理

13.3.1 应建立和管理涉及管道设计、采购、施工、运行、维护和废弃阶段完整性管理活动的记录和文档。

13.3.2 应制定和实施沟通计划以保证相关人员能够获知完整性管理相关信息。

13.3.3 应制定变更管理程序，以规范变更管理，对于输氢比例变更、工艺调整、改线、修复等变更，应及时更新数据，变更完整性管理方案。

13.4 培训和技能

13.4.1 从事输氢管道完整性管理的相关人员应进行相关的培训，合格后方可开展相关工作，培训内容包括但不限于以下内容：：

- a) 输氢管道数据管理；
- b) 输氢管道风险评价与高后果区识别管理；
- c) 输氢管道检测与完整性评价；
- d) 输氢管道管体缺陷修复管理；
- e) 输氢管道线路日常管理；
- f) 输氢管道效能评价与管理。

13.4.2 应编制对完整性管理人员的培训计划并贯彻执行，培训应安排相应的测试。

13.4.3 完整性管理人员宜每3年接受一次知识更新培训，以更新其岗位知识和技能。

13.5 效能评价

- 13.5.1 为保证输氢管道完整性管理的有效性，应制定效能评价程序，评价完整性管理程序实施的充分性、有效性及相关法规和标准的遵守情况。
- 13.5.2 效能评价可采用管理审核、指标评价和对标等方法。
- 13.5.3 效能评价既应考虑具体危害因素，也应考虑总体改进效果。
- 13.5.4 应评价其他相关管理计划和流程在支持完整性管理决策方面的有效性。
- 13.5.5 应使用效能评价结果持续审查完整性管理程序。

附 录 A
(资料性)
数据收集列表

管道完整性管理数据收集列表见表A. 1。

表 A. 1 数据收集列表

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
1	中心线	测量控制点	建设期
		中心线控制点	建设期，运行期
		标段	建设期
		埋深	建设期，运行期
2	阴极保护	阴极保护记录	运行期
		牺牲阳极	建设期，运行期
		阳极地床	建设期，运行期
		阴极保护电源	建设期，运行期
		排流装置	建设期，运行期
3	管道设施	站场边界	建设期
		标桩	建设期，运行期
		埋地标识	建设期，运行期
		附属物	建设期，运行期
		套管	建设期，运行期
		防腐层	建设期，运行期
		穿跨越	建设期，运行期
		弯管	建设期，运行期
		收发球筒	建设期，运行期
		非焊缝连接方式	建设期，运行期
		钢管	建设期，运行期
		开孔	建设期，运行期
		阀门	建设期，运行期
		环焊缝	建设期，运行期
		三通	建设期，运行期
		水工保护	建设期，运行期
		隧道	建设期，运行期
4	第三方设施	第三方管道	建设期

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
		公共设施	建设期，运行期
		地下障碍物	建设期，运行期
5	检测维护	内检测记录	运行期
		外检测记录	运行期
		适用性评价	运行期
		管体开挖单	运行期
		焊缝检测结果	建设期
		试压	建设期
		管道维修	运行期
6	基础地理	建构筑物	建设期，运行期
		河流	建设期
		土地利用	建设期
		行政区划	建设期
		铁路	建设期
		公路	建设期
		土壤	建设期
		地质灾害	建设期，运行期
		面状水域	建设期
7	运行	输送介质	运行期
		运行压力	运行期
		失效记录	运行期
		巡线记录	运行期
		泄漏监测系统	建设期、运行期
		清管	建设期、运行期
8	管道风险	高后果区识别结果	建设期，运行期
		管道风险评价结果	建设期，运行期
		地质灾害评价结果	建设期，运行期
9	应急管理	单位联系人	建设期，运行期
		应急组织机构	建设期，运行期
		应急组织人员	建设期，运行期
		应急抢修设备	建设期，运行期
		应急预案	建设期，运行期

序号	分类	数据子类名称	数据采集源头阶段
		应急抢修记录	建设期，运行期
		储备物资	建设期，运行期

附 录 B
(资料性)
输氢管道常见危害因素

输氢管道常见危害因素见表B.1。

表 B.1 输氢管道常见危害因素

分类	风险因素	子因素
与时间相关的因素	外腐蚀	管道、设施组件外部腐蚀
	内腐蚀/磨蚀	管道、设施组件内部腐蚀
	应力腐蚀开裂/氢致损伤	应力腐蚀裂纹，氢损伤裂纹
	凹陷疲劳损伤	
固有因素	制管有关的缺陷	管体焊缝缺陷
		管体缺陷
	与介质有关的缺陷	氢脆/氢鼓泡
		惰化工艺不合理
	与焊接/施工相关的缺陷	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
		阀门和垫片泄漏
		在所有操作条件下使用不兼容的材料和设备
与时间无关的因素	机械损伤	甲方、乙方，或第三方造成的损坏（瞬时/立即失效）
		管道原有损伤（如凹陷、划痕的滞后性失效）
		蓄意破坏
	误操作	超压
		控制不当
		误关断
		管道操作和维护不当
	自然与地质灾害	低温/高温
		雷击/闪电
		暴雨或洪水
		土体移动
	其他	公路、铁路穿越引起的异常荷载
		高压电线或电气化铁路等其他构筑物影响

分类	风险因素	子因素
		因并行管道事故带来的破坏

附 录 C（资料性） 不同类型缺陷的评价方法

管道不同类型缺陷的评价方法见表C.1。

表 C.1 不同类型缺陷的评价方法

缺陷类型	国内标准/方法	国外标准/方法
腐蚀	SY/T 6151 SY/T 6477 SY/T 10048 GB/T 42033 GB/T 19624 GB/T 30582（外损伤） GB/T 35013	ASME B31G API 579-1/ASME FFS-1 DNV-RP-F101 BS 7910 NG-18
划痕	SY/T 6151 SY/T 6477 GB/T 42033 GB/T 19624 GB/T 30582（外损伤） GB/T 35013	BS 7910 API 579-1/ASME FFS-1 Shannon 方法 NG-18 方法
制造缺陷 ^a	SY/T 6151 SY/T 6477 GB/T 42033 GB/T 19624 GB/T 30582（外损伤） GB/T 35013	BS 7910 API 579-1/ASME FFS-1 Shannon 方法 NG-18 方法
凹陷（含与划痕等其他缺陷相关的复合凹陷）	SY/T 6996 SY/T 6477 GB/T 42033 GB/T 30582（外损伤） GB/T 35013 GB/T 36701	API RP 1183 API 579-1/ASME FFS-1 ASME B31.4 ASME B31.8 CSA Z662
焊缝缺陷 ^b	SY/T 6477 GB/T 19624 GB/T 35013 GB/T 42033	BS 7910 API 579-1/ASME FFS-1
裂纹（含环境开裂、应力腐蚀开裂、氢致开裂、氢脆等）	SY/T 6477 GB/T 19624 GB/T 35013	BS 7910 API 579-1/ASME FFS-1 NACE TM0284
<p>^a “管体制造缺陷”涵盖的管体缺陷范围很大，评价时宜进一步区分为平面型、体积型或其他类型。</p> <p>^b “焊缝缺陷”评价应首先明确缺陷类型（平面型、体积型），对于类型不明宜结合历史失效事故或现场检测进一步验证，或按照平面性缺陷进行评价。碰死口、返修口处的环焊缝缺陷通常承受较大的装配应力或残余应力，评价时应重点考虑。</p>		

附 录 D
(资料性)
不同失效模式的减缓措施

管道不同失效模式的减缓措施见表D. 1。

表 D. 1 不同失效模式的减缓措施

失效模式	原因：钢管本体/焊缝/组件	失效表现形式	缺陷类型	监测、检测方法	减缓措施
立即失效： 流量限制/ 泄漏/破裂	材料 工艺 介质 环境因素 人为因素	机械破坏	划痕 凹陷 不圆度 蓄意破坏	目视 ILI NDT 监测	管道保护 修复技术 质量管控 现场识别 加大宣传 增大埋深 设置监控
		外腐蚀相关	外腐蚀	目视 ILI NDT 监测 ECDA	阴极保护 合理选择材料和防腐层 设置防护涂层 修复技术 压力试验
		内腐蚀相关	内腐蚀	ILI NDT 监测 ICDA	严控产品质量 使用抑制剂 合理选择材料和内涂层 修复技术 压力试验 清管
		操作不当	裂纹 屈曲 褶皱 氢脆 密封失效 垫片失效	目视 泄漏检测 SCADA 压力试验	严控产品质量 修复技术 降压 维修计划
		管体/焊缝缺陷	打磨 氢脆 硬点 平面/体积缺陷	ILI NDT 目视	质量控制 修复技术 压力试验 降压
		裂纹	HIC SCC 疲劳裂纹 SSC 腐蚀疲劳 钩状裂纹	目视 ILI NDT SCADA	输送过程的管道保护 压力调节(循环频率和振幅) 涂层修复 温度调节 修复技术 质量控制
将来失效： 流量限制/ 泄漏/破裂					

失效模式	原因：钢管本体/焊缝/组件	失效表现形式	缺陷类型	监测、检测方法	减缓措施
					压力试验
		天气相关	外部腐蚀	目视 ILI NDT 监测	管道保护
		地质灾害	凹陷 不圆度 钩状裂纹 应变集中	目视 ILI NDT SCADA 监测	管道保护 修复技术 压力试验 开挖

参 考 文 献

- [1] ASME B 31G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines
- [2] ASME B 31.12 Hydrogen piping and pipelines
- [3] CGA G-5.6 《HYDROGEN PIPELINE SYSTEM》《氢管道系统》
- [4] AIGA 033/14 《HYDROGEN PIPELINE SYSTEM》
- [5] EIGA Doc121/04 《HYDROGEN PIPELINE SYSTEM》《输氢管道系统》
- [6] ISO 19345-1 《Pipeline integrity management specification — Part1: Full-life cycle integrity management for onshore pipeline》
- [7] API RP 579 Fitness for service
- [8] NACE SP 0110 Wet gas internal corrosion direct assessment methodology for pipelines
- [9] NACE SP 0204 Stress corrosion cracking (SCC) direct assessment methodology
- [10] NACE SP 0206 Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas (DG-ICDA)
- [11] NACE SP 0210 Pipeline external corrosion confirmatory direct assessment
- [12] NACE SP 0502 Pipeline external corrosion direct assessment methodology
- [13] NACE TM 0284 Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to hydrogen-induced cracking
- [14] BS 7910 Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures
- [15] DNVGL-RP-F101 Corroded pipelines
- [16] AS 2885.3 Pipelines-gas and liquid petroleum Part 3: operation and maintenance
- [17] CSA Z 662 Oil and gas pipelines systems