

团体标准

T/CASEI XXX-XXXX

工业管道在线检验指南

Guideline for Online Inspection of Industrial Pipelines

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国特种设备检验协会 发布

目 次

前 言.....	II
工业管道在线检验指南.....	1
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总则.....	3
5 通用流程.....	4
6 检测方法.....	9
7 重点检验部位.....	20
附录 A.....	32
附录 B.....	35
附录 C.....	43

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》制定的规则起草。

本文件由中国特种设备检验协会提出并归口。

本文件起草单位：略。

本文件主要起草人：略。

本文件首次发布。

工业管道在线检验指南

1 范围

- 1.1 本文件给出了工业管道在线检验指南，其中包括规范性引用文件、术语和定义、总则、通用流程、检测方法及其有效性、重点检验部位。
- 1.2 本文件适用于符合《特种设备目录》中的工业管道在线检验。
- 1.3 在线检测方法的有效性也适用于工业管道的停止运行期间的检验。

2 规范性引用文件

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

TSG D 0001-2023 压力管道安全技术监察规程-工业管道

GB/T 26610（所有部分）承压设备系统基于风险的检验实施导则

GB/T 30579 承压设备损伤模式识别

GB/T 35013 承压设备合于使用评价

GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定

3 术语和定义

GB/T 20801、GB/T 26610.2、GB/T 30579、GB/T 35013 和 GB/T 19624 所规定的术语和定义适用于本文件。

在本文件中，以下术语和定义适用。

3.1

状态监测位置 **condition monitoring locations**

在管道系统上设置的指定区域，用于定期进行检查，以评估管道状况。状态监测位置可能包含一个或多个检查点，也可能在同一位置对应不同的损伤机理采用多种监测、检测技术。状态监测位置包括且不限于定点测厚位置。

3.2

接触点 **contact points**

管道组成件与管道支撑件或其他物体相接触的位置，这些部位对外部腐蚀、微动、磨损或变形的敏感性较高。

3.3

壁厚腐蚀速率 corrosion allowance

内部和/或外部损伤造成的金属损失率。

3.4

盲端 dead-legs

通常很少或没有显著流量的管道系统组件。例如，封闭（盲）支管、带常闭截止阀的管线、一端封闭的管线、备用泵管道、泄压阀入口和出口集管、不再使用但仍与工艺连接的管道。

3.5

注入点 injection point

将水、蒸汽、化学品或工艺添加剂以相对较低的流量或体积率（相对于母流的流量、体积率）间歇或持续引入工艺流的位置。注入点不包括两个工艺流连接的位置。

3.6

混合点 mixing point

混合点是工艺管道系统中两个或多个介质流交汇的位置。各介质流中存在成分、温度等参数的区别，这种区别会在混合后导致管道损伤发生，可能需要在检验过程中重点观察。

3.7

管道回路 piping circuit

管道系统的一个子部分，包括多个相连接的、具有类似设计条件、材料和相同损伤机理的管道。

3.8

管道系统 piping system

设计条件相似、输送介质相同或主要成分相同的互连管道。

3.9

工艺管道 process piping

炼化企业或其他化工企业中介质为碳氢化合物或其他化学品或中间产物的管道。工艺管道包括管架、罐区和工艺装置管道，但不包括公用工程管道（如蒸汽、水、空气、氮气等）。

3.10

信号孔 tell-tale holes

使用指定和控制的模式和深度在管道或组件壁上钻取的小导向孔，作为早期检测和保护措施，防止因内部腐蚀、冲刷和冲蚀而导致管道破裂。

3.11

公用工程管道 utility piping

与工艺装置相关的非工艺管道（如蒸汽、空气、水、氮气等）。

4 总则

4.1 本文件所述的在线检验是指当管道运行条件不影响检验的有效性和安全性时，在明确工业管道损伤模式和风险情况的基础上，开展的检验工作。

4.2 使用单位的要求

4.2.1 使用单位应制订管道定期检验计划，在满足 TSG D7005 和 TSG 08 相关要求的前提下，提前向检验机构申报在线检验；

4.2.2 使用单位应做好检验配合和安全监护工作，对所提供相关资料的真实性负责；

4.2.3 使用单位应根据《承压设备检验意见通知书》对检验中发现的缺陷和问题，提出处理或者整改措施并且负责落实，及时将处理或者整改情况书面反馈给检验机构；

4.2.4 对于需要在停车时复验的缺陷和其他问题，使用单位应当采取有效的监控与应急管理措施，并在停车后及时处理。

4.3 检验机构和人员的要求

4.3.1 检验机构应根据质量体系要求编制关于工业管道在线检验的作业指导书。

4.3.2 检验机构应当按照核准的检验范围从事管道的检验工作，对检验报告的真实性、准确性和有效性负责(注 1)；

4.3.3 从事管道的检验和检测人员应当取得相应的特种设备检验检测人员证书，并且按照相关规定进行注册；

4.3.4 检验机构接到使用单位的管道在线检验申报后，应当及时进行检验；

4.3.5 检验单位在检验过程中发现减薄严重管线应及时通知使用单位，并提出处理意见。

4.3.6 检验机构应当定期对检验、检测人员进行检验工作安全培训，并且保存培训记录；

4.3.7 不具备 RBI 检验资质的检验机构在实施在线检验时，不应直接通过风险分析调整管道的检验

周期。

注 1：真实性指的是报告以客观事实为基础，不出具虚假证明；准确性指的是报告所涉及的检测数据精度符合相关要求；有效性指的是检验机构的资质、检验人员的资格符合要求，检验、检测时测量用设备、仪器和工具在检定校准有效期内，检验依据合法，报告审批程序符合要求。

5 通用流程

5.1 一般要求

在线检验的通用流程见图 1。

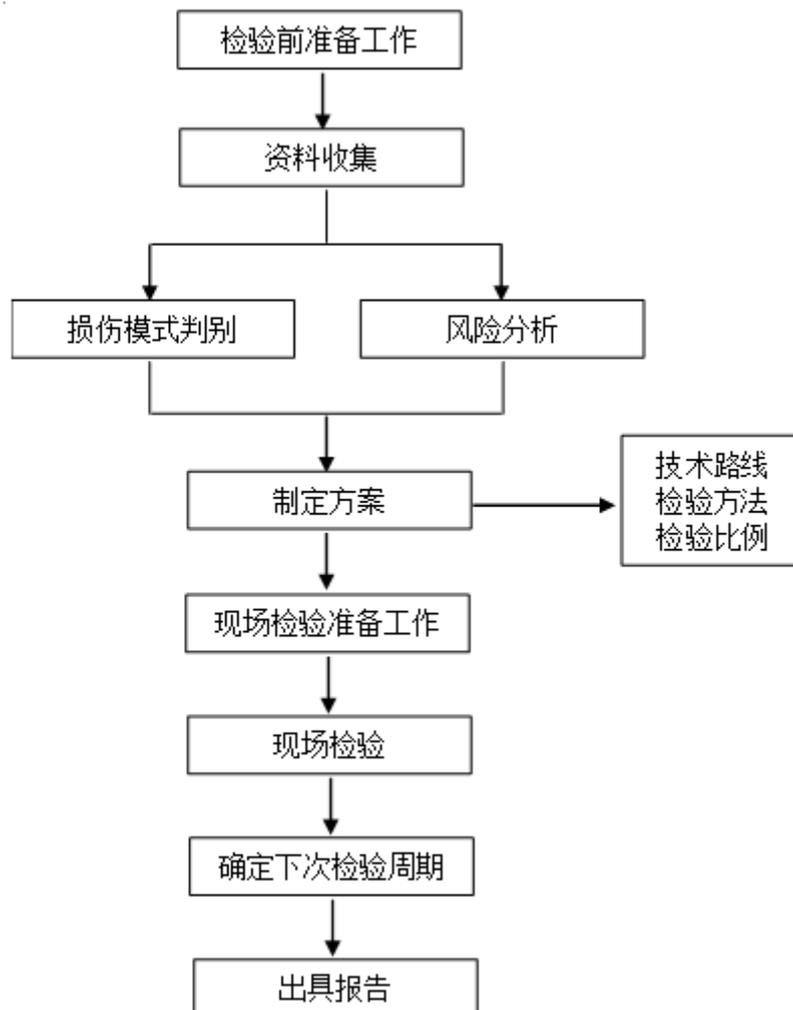


图 1 在线检验通用流程图

5.2 资料收集

检验前，使用单位应按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》的相关要求向

检验机构提供管道设计、安装、改造或重大修理、使用管理、检验检查等方面的资料，应关注管道单线图上的信息，核实管道支吊架、膨胀节、流量计、软管等管道组成件的位置和相关信息。

检验机构还宜查阅以下相关资料：

- a) P&ID 图、PFD 图等；
- b) 操作规程；
- c) 泄漏检测与监控系统；
- d) 保护设施；
- e) 隔离系统；
- f) 紧急泄压与泄放系统；
- g) PMI 记录；
- h) 流体成分分析(包括腐蚀成分)；
- i) DCS 数据；
- j) 管道失效数据和事故调查报告。

检验机构从资料中应能够得到管道的类型，材质，检测、维修、更换记录，介质总量、成分、相态、流速，运行条件，安全与监测系统，涂层、复合层和绝热层的设置情况，状态监测位置及数据，管道横截面的变化，注入点和注入介质性质，盲端情况等信息。

必要时，检验机构应采用在线检测技术采集管道的剩余壁厚等数据，用于支撑后续的计算和分析。

5.3 损伤模式确定

5.3.1 检验人员应以管道回路为单位，按 GB/T 30579 确定其损伤模式。

5.3.2 压力管道的损伤模式判别是基于正常工况，非正常工况或其他特殊情况下的损伤模式应按实际情况确定。

5.3.3 非正常工况包括但不限于：

- a) 温度骤变导致管系应力大幅增加，包括开停机阶段；
- b) 超设计参数运行；
- c) 低负荷运行；
- d) 介质成分变化。

5.3.4 其他特殊情况包括但不限于：

- a) 隔热层破损；

- b) 设备或管系的异常振动;
- c) 发生基础沉降;
- d) 伴热管破损导致的冲刷和隔热层下腐蚀;
- e) 管道支撑件移位导致管系应力重新分布。

5.3.5 部分化工能源行业的特殊装置已有相应的标准确定了其风险等级，检验人员可参照 GB/T33578.1-2017《成套装置基于风险的检验细则 第1部分：乙烯装置》确定乙烯装置中管道的损伤模式，可参照 GB/T 33578.2-2017《成套装置基于风险的检验细则 第2部分：催化裂化装置》确定催化装置中管道的损伤模式，可参照 CPASE PT 010-2020《液化天然气接收站基于风险的检验导则》确定液化天然气接收站中管道的损伤模式。

5.4 风险分析

5.4.1 风险分析方法

5.4.1.1 检验机构应根据损伤模式判别结果采用科学合理的方法确定管道风险。

5.4.1.2 检验机构可以采用 RBI 技术，按照 GB/T 26610.3、GB/T 26610.4 和 GB/T 26610.5 定量或定性计算管道的风险。

5.4.1.3 若检验机构采用其它风险计算方法，应有相应的、经过权威机构鉴定的研究成果，在首次项目开展前或首次计算某种损伤模式的风险水平时进行验证，并向管道使用单位说明风险计算的方法及其可靠性，在使用单位接受后才可进行风险分析。

5.4.2 风险分析人员和资质

5.4.2.1 采用 RBI 技术的检验机构应具备相应资质，风险分析人员应经过相应的培训。

5.4.2.2 采用其它风险计算方法的检验机构应具备相应研究成果，风险分析人员应经过相应的培训。

5.4.3 风险分析软件

检验机构采用的风险计算软件应符合风险分析方法的要求，输出的计算数据准确可靠；如果软件是按照相应标准编写的还应符合标准要求。

5.4.4 风险可接受准则

风险可接受准则是由检验机构根据相应法规、标准或其它风险计算方法的成果提出，使用单位根据风险可接受准则提出自身的风险可接受水平。

5.5 检验方案

5.5.1 检验机构应根据管道的损伤模式和风险分析结果制定有针对性的检验方案，检验方案由有相应检验资质的检验人员编制，检验机构的技术负责人或者授权人审查批准。

5.5.2 检验方案内应明确在线检验技术路线、所检管道或管道回路的损伤模式、风险分析情况、检验项目、检测方法和要求等内容。

5.5.3 在线检验项目至少包括宏观检验、壁厚测定和安全附件的检验，必要时应当增加表面缺陷检测、埋藏缺陷检测、材质分析、耐压强度校核、应力分析；如果检验人员对管道的强度有怀疑时，并且在现场条件允许的情况下，可进行耐压试验。

5.5.4 检验机构应根据使用单位的风险可接受水平制定合理的检验比例，并根据在线分析检测数据和历次检验报告中的检测部位合理选点；对于有特殊情况的管道，检验机构应当就其检验方案征求使用单位的意见。

5.5.5 未采用 RBI 技术的在线检验应按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》的要求确定检验范围和检验比例。

5.5.6 在方案中选择需要在线拆保温层、打磨的检测方法前，应与使用单位确定现场是否具备条件。

5.5.7 应选择有针对性的、不影响管道运行过程中安全性的检测方法进行在线检验。

5.5.8 必要时，应在方案内随附所检管道的单线图，并在单线图上标注注入或混合点位置、损伤机理、防腐及保温、特殊管道组成件（膨胀节、流量计、金属软管）、管道支撑件等信息。

5.6 现场检验准备工作

使用单位和相关的辅助单位，应当按照安全生产的有关规定 要求做好管道在线检验的安全检查，确认现场条件符合在线检验工作要求，做好相关准备工作。检验前，检验现场应当至少具备以下条件：

a) 影响检验的可拆除附属部件或者其他物体，应当按照检验要求进行拆除或者清理；

b) 为检验而搭设的脚手架、轻便梯等设施应当安全牢固，对离地面 2m 以上的脚手架应当设置安全护栏等防护装置，且脚手架、轻便梯等设施不能妨碍设备操作；

c) 在线检验过程中（包括辅助工作），应当监测环境中易燃、有毒、有害气体，其含量应当符合有关安全技术规范及相应标准的规定；

d) 需要去除表面防腐层的管道在作业前应评估作业的风险，包括在除漆过程中管道内介质是否会蒸发产生额外的压力，以及介质受热后是否会与管道材质发生化学反应等，应选择安全可靠的除漆方法；

e) 作业人员在拆除保温、打磨、检验检测高温或者低温条件下运行的管道时，应注意个人防护，防止造成人员伤害和检测设备损伤；

f) 易燃易爆危险环境的在线检验过程中应采用防爆技术措施设计、制造并经权威部门认证的工机具和检验检测仪器；

g) 需要现场进行射线检测时，应当按规定划定控制区、管理区或监督区、设置警示标志，辐射防护应符合相关安全规定；；

h) 在线检验前, 使用单位应与检验机构共同进行危险源辨识, 制定相应的应急预案并进行演练。

i) 在线检验过程中需要打磨的管道表面应当打磨清理, 特别是腐蚀部位和可能产生裂纹缺陷的部位应当被彻底清理干净, 露出金属本体, 进行无损检测的表面应当符合 NB/T 47013《承压设备无损检测》的要求。

5.7 现场检验

5.7.1 检验人员确认现场条件符合检验工作要求后方可进行检验工作, 并且遵守使用单位的有关动火、用电、高处作业、安全防护、安全监护等规定。

5.7.2 检验时, 使用单位管道安全管理人员、作业和维护等相关人员应当到场协助检验工作, 及时提供相关资料, 负责安全监护, 并且提供可靠的联络手段。

5.7.3 检验人员应当严格按照批准的检验方案进行检验工作。所选择的在线检测方法若没有相应标准规定, 检验机构应在试验数据的基础上编写相应的作业指导书

5.7.4 在线检验所使用的设备、仪器和测量工具应当在有效的校验或者检定期内, 对高温状态下的管道进行检测时应在当天开工前及检测后对仪器进行自校或在现场选择适当温度的管道进行检测对比, 保证所测数据的准确性。

5.7.5 实施在线检测方法的人员应具备相应的资质, 对于没有取得资质证书途径的检测方法也应经过相应的培训, 例如用于壁厚测量的电磁超声和脉冲涡流。

5.7.6 若检验过程中发现超标缺陷, 检验人员应根据损伤程度决定是否需要扩检; 若检验过程中发现方案中未提及的损伤模式, 检验人员应根据检验范围和损伤程度决定是否需要扩检, 必要时对整个管道回路的管道进行在线检验。

5.7.7 在线检验过程应当及时记录, 检验记录应当详尽、真实、准确, 其记载的信息量不得少于检验报告的信息量。检验记录应当由现场参加检验、检测的人员签字。

5.8 检验发现的问题

5.8.1 检验发现存在需要处理的缺陷, 检验机构可以出具《特种设备定期检验意见通知书(2)》(TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》附件 H), 将检验情况通知使用单位。

5.8.2 使用单位收到《特种设备定期检验意见通知书(2)》后, 应根据生产情况和设备状况综合判定是否可以在线修理或将管线切出修理, 并委托有相应资质的单位处理缺陷。

5.8.3 对属于重大安全隐患或可能产生严重后果的缺陷, 使用单位应及时处理; 必要时, 检验机构应告知当地监管部门。

5.8.4 对于在线检验过程中发现的需要使用单位在运行过程中监控的缺陷, 使用单位应制定相应的监控措施, 包括但不限于定点测厚、介质成分分析、振动监测、腐蚀产物监测、易燃易爆介质的泄漏监测等。

5.8.5 对于在线检验过程中发现的需要在停车阶段进行验证性检测的缺陷，检验机构应提出验证性检测的方法和部位，使用单位应在停车前提前做好检测计划，在停车后及时实施验证性检测，并将检测结果与上次在线检验结果进行比对。

5.9 确定下次检验周期

在线检验完毕后，检验人员应根据在线检验结果，按照以下三种方式确定管道下次检验时间：

a) 检验人员可以按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》的相关条款评定管道的安全状况等级，确定管道的下次检验时间；

b) 检验人员可以按照 GB/T 35013 和 GB/T 19624 的相关规定对管道进行合于使用评价，以管道的剩余寿命为依据，检验周期最长不超过管道剩余寿命的一半，并且不得超过 6 年；

c) 实施 RBI 检验的管道，可依据基于风险的检验结果适当延长或者缩短检验周期，但是最长不超过 9 年。

5.10 出具报告

5.10.1 在线检验完毕后，按照 5.8a) 和 b) 确定下次检验时间的管道，检验人员根据检验实际情况和检验结果，按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》出具《工业管道定期检验报告》，并且明确允许((监控))运行参数以及下次定期检验的日期，其中单项报告的格式由检验机构在其质量保证体系文件中规定。

5.10.2 在线检验完毕后，按照 5.8c) 确定下次检验时间的管道，检验人员根据检验实际情况、检验结果和风险水平，可选择按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》出具《工业管道定期检验报告》或按照 GB26610.1 出具检验报告，在报告中明确下次定期检验的日期，其中评估报告的格式由检验机构在其质量保证体系文件中规定。

5.10.3 检验报告一般应在现场检验工作结束后 30 个工作日或者约定的期限内完成。

5.10.4 报告应当有检验、审核、批准三级签字，批准人应当为检验机构的技术负责人或者授权人。检验报告(单项报告)应当由现场参加检验、检测的人员签字。

5.10.5 对于存在需要处理的缺陷的管道，检验机构可以在缺陷处理完成并且确认处理结果合于使用要求之后，再出具检验报告。如果使用单位在约定的时间内未完成缺陷处理工作的，检验机构可以按照实际检验情况出具定期检验报告，处理完成并且经检验机构确认后再次出具报告。

5.10.6 检验机构应当保存检验记录和检验报告至少到下一个检验周期。

6 检测方法

6.1 检测方法的有效性

6.1.1 确定某种在线检测方法的有效性一般应考虑以下因素：

a) 所检部位的结构，对于管道来说分为母材、对接焊缝、角焊缝、小接管焊缝；

- b) 损伤模式及损伤形态；
- c) 损伤速率及检测仪器灵敏度；
- e) 所检部位的温度；
- f) 检测技术盲区；
- g) 检测频次（如有必要）；
- h) 所检部位的介质；
- i) 所见部位的环境条件。

6.1.2 检测方法的有效性一般分为 5 个级别，见表 1。

表 1 检验有效性分级

检验有效性级别	描 述
高度有效	某种检测方法在线准确识别某种损伤实际状态的置信度为 80%~100%
中高度有效	某种检测方法在线准确识别某种损伤实际状态的置信度为 60%~80%
中度有效	某种检测方法在线准确识别某种损伤实际状态的置信度为 40%~60%
低度有效	某种检测方法在线准确识别某种损伤实际状态的置信度为 20%~40%
无效	某种检测方法在线准确识别某种损伤实际状态的置信度小于 20%
注：表中的置信度是指某种检测方法满足相关标准的检测精度要求或经过试验满足现场检测精度的要求。	

6.1.3 检验机构首次现场使用某种检测方法前应根据现场条件、所检部位的结构等条件通过试验分析并确定其检验有效性。

6.1.4 检验有效性的选取原则

对于在风险可接受水平线上的管道，检验有效性级别应选用中高度有效及以上级别；对于风险可接受水平线下的管道，检验有效性级别应选择中度有效及以上级别；在线检验过程中的检验有效性级别一般不选择低度有效。各种检测方法对应的检验有效性级别见表 2。

6.2 检测方法的选择原则

在线检验应根据管道的损伤模式科学地选择检测方法，选择检测方法的原则如下：

- a) 应根据管道的损伤模式选择有针对性的检测方法，具体见表 3；
- b) 所选择的检测方法应符合在线检验条件下对检验有效性的要求；
- c) 当存在多种损伤形态时，应分别选用与损伤形态相对应的方法进行检测。
- d) 可以选用不同的检测方法在管道状态监测位置进行检测，所得数据可用于验证状态监测数据，如果符合要求监测数据可作为评判损伤速率的数据来源。

表 2 在线检测方法及检验有效性^a

检测方法	损伤形态							
	局部减薄	均匀减薄	点蚀/孔蚀	表面裂纹	近表面裂纹	埋藏裂纹	尺寸变化	氢鼓泡或高温氢腐蚀造成的鼓泡
目视检测	3,X ^b	X	3,X	3,X	X	X	2,3	X
脉冲涡流检测	2,3	1,2,3	3,X	X	X	X	X	X
高温纵波超声检测	1,2,3	1,2,3	3,X	X	X	X	X	2
高温横波超声检测	X	X	X	2,3 ^c	1,2,3 ^c	2,3 ^c	X	X
高温磁粉检测	X	X	X	2,3	3,X	X	X	X
高温渗透	X	X	X	1,2,3	X	X	X	X
声发射检测	3,X	X	X	2,3 ^d	2,3 ^d	2,3 ^c	X	3,X ^d
X射线数字成像检测	1,2,3	1,2,3	1,2,3	3,X	3,X	3,X	X	X
电磁超声检测	2,3	1,2,3	X	X	X	X	X	X
超声导波检测	1,2,3	X	X	X	X	X	X	X
阵列涡流	X	X	1,2,3	1,2,3	1,2,3	3,X ^e	X	X

注：1为高度有效；2为中高度有效；3为中度有效；X为低度有效或无效。

^a操作温度在 10℃~60℃的设备可以选用常温适用的检测方法进行在线检测，但需要考虑设备内介质对检验有效性的影响。

^b仅针对外表面局部减薄。

^c应用时注意扫查盲区的大小和方位。

^d针对活性裂纹。

^e在不同温度下应用前需确定其可穿透厚度。

表 3 损伤模式和在线检测方法对照表

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
腐蚀 减薄	5.1	盐酸腐蚀	碳钢和低合金钢-局部腐蚀或均匀腐蚀 300 系列不锈钢和 400 系列不锈钢-点状腐蚀	局部腐蚀或均匀腐蚀-目视检测和纵波超声检测 点状腐蚀-目视检查 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查、超声导波检测 (点状腐蚀除外)	介质 pH 值、铁离子含量、氯化物含量监控 腐蚀探针 腐蚀挂片
	5.2	硫酸腐蚀	均匀腐蚀或点蚀	目视检测和纵波超声检测, 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测 (点状腐蚀除外)	介质 pH 值、铁离子含量监测 腐蚀探针 腐蚀挂片
	5.3	氢氟酸腐蚀	碳钢-局部腐蚀 合金 400-均匀腐蚀	目视检测和纵波超声检测, 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测	/
	5.4	磷酸腐蚀	碳钢-局部腐蚀或点蚀	目视检测和纵波超声检测, 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测 (点状腐蚀除外)	腐蚀探针 腐蚀挂片 铁离子含量监测
	5.5	二氧化碳腐蚀	点蚀坑或沟槽	目视检测和纵波超声检测, 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测 (点状腐蚀除外)	pH 值、铁离子含量监测
	5.6	环烷酸腐蚀	高流速区-局部腐蚀 (孔、沟槽) 低流速区-均匀腐蚀或点蚀	目视检测和纵波超声检测, 局部腐蚀-射线成像	腐蚀探针 腐蚀挂片 铁离子含量监测 氢通量监测 酸值监测

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	5.7	苯酚腐蚀	均匀腐蚀 存在流体冲刷部位-局部腐蚀	目视检测和纵波超声检测 奥氏体不锈钢（从外部检验内部）-采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测	腐蚀探针 腐蚀挂片
	5.8	低分子有机酸腐蚀	均匀腐蚀 介质浓缩部位-局部腐蚀或沉积物下腐蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状腐蚀除外）	腐蚀探针 腐蚀挂片 pH 值监测
	5.9	高温氧化腐蚀	均匀腐蚀	目视检测和纵波超声检测	红外成像监测 热电偶温度监测
	5.10	大气腐蚀（无隔热层）	碳钢和低合金钢-均匀腐蚀或局部腐蚀	目视检测和纵波超声检测 超声波 C 扫或超声导波可对架空管道或无支撑部位容器壁进行检测	/
	5.11	大气腐蚀（有隔热层）	碳钢和低合金钢-覆盖层下局部腐蚀 300 系列不锈钢、400 系列不锈钢及双相不锈钢-点蚀和局部腐蚀	覆盖层目视检测和覆盖层破损部位进行壁厚测定 超声导波筛查 脉冲涡流测厚	红外成像监测（常用于低温设备）
	5.12	冷却水腐蚀	溶解氧存在，材质为碳钢-均匀腐蚀 以垢下腐蚀、缝隙腐蚀、电偶腐蚀或微生物腐蚀为主时，多表现为局部腐蚀	对换热管-涡流检测、漏磁检测、导波检测或内旋转检测系统	水质监测 流速监测
	5.13	土壤腐蚀	以点蚀为主的局部腐蚀	参比电极法 耐压试验 超声导波检测 管道内检测 弱磁监测	/
	5.14	微生物腐蚀	碳钢-杯状点蚀 不锈钢-坑蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状腐蚀除外）	水质监测 结垢探针 气味监测

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	5.15	锅炉冷凝水腐蚀	溃疡状点蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状腐蚀除外）	水质监测
	5.16	碱腐蚀	局部腐蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状腐蚀除外）	/
	5.17	煤灰腐蚀	局部腐蚀、坑蚀	目视检测和纵波超声检测	/
	5.18	烟气露点腐蚀	坑蚀	目视检测和纵波超声检测 渗透检测（300系列不锈钢）	/
	5.19	氯化铵腐蚀	局部腐蚀，包括点蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状腐蚀除外）	介质监测 腐蚀挂片 腐蚀探针
	5.20	胺腐蚀	介质流速较低-均匀腐蚀 介质流速较高-局部腐蚀 有沉积物处为垢下腐蚀	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像，自动超声扫查，超声导波检测（点状坑除外）	腐蚀挂片 腐蚀探针
	5.21	高温硫化物腐蚀 (无氢气环境)	多为均匀腐蚀，有时表现为局部腐蚀	纵波超声检测 射线成像	温度监测 硫化物含量监测
	5.22	高温硫化物腐蚀 (氢气环境)	均匀腐蚀	纵波超声检测 射线成像	温度监测 硫化物含量监测
	5.23	酸性水腐蚀(碱式酸性水)	局部腐蚀	空冷器管子：内旋转检测系统检测、涡流检测和漏磁检测 其他：纵波超声检测、导波检测或射线成像	注水监控

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	5.24	酸性水腐蚀(酸式酸性水)	碳钢-一般为均匀腐蚀, 在高流速或湍流区域会发生局部腐蚀 300 系列不锈钢-点蚀, 可能出现缝隙腐蚀以及氯化物应力腐蚀开裂	纵波超声检测 射线成像	pH 值监测 腐蚀挂片 腐蚀探针
	5.25	甲铵腐蚀	碳钢和低合金钢-局部腐蚀 不锈钢-晶界优先型均匀腐蚀、晶间腐蚀、选择性腐蚀和刀口腐蚀	目视检测和纵波超声检测	/
	5.26	电偶腐蚀	均匀腐蚀或局部腐蚀, 常形成蚀坑、蚀孔、沟槽或裂缝	目视检测和纵波超声检测 外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测(点状腐蚀除外)	监测阴极保护装置
	5.27	含盐水腐蚀	局部腐蚀, 点蚀(300 系列不锈钢)	外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测(点状腐蚀除外)	溶解氧监测 腐蚀挂片 腐蚀探针
	5.28	含氧工艺水腐蚀	介质流速较低-点蚀 介质流速较高大于 3m/s 区域-局部腐蚀	外部检测时采用射线成像, 自动超声扫查, 超声导波检测	/
	5.29	浓差电池腐蚀	点蚀或局部腐蚀	目视检测和纵波超声检测 自动超声扫查、高频导波检测	/
环境开裂	6.1	氯化物应力腐蚀开裂	表面树枝状分叉的穿晶和沿晶裂纹	目视检测和渗透检测 金相检测(微裂纹)	/
	6.2	碳酸盐应力腐蚀开裂	沿晶、平行焊缝的细小、蛛网状裂纹	目视检测、磁粉检测、漏磁检测 外部检测时采用横波超声检测	声发射监测
	6.3	硝酸盐应力腐蚀开裂	焊缝和热影响区沿晶裂纹	磁粉检测、渗透检测、超声波横波检测、金相检测	/
	6.4	碱应力腐蚀开裂	碳钢和低合金钢-沿晶裂纹 300 系列不锈钢-穿晶裂纹	目视检测、磁粉检测、射线成像检测	声发射监测

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	6.5	氢应力腐蚀开裂	碳钢-裂纹	内壁焊缝采用湿荧光磁粉检测、外壁采用超声波横波检测	声发射监测
	6.6	胺应力腐蚀开裂	沿晶裂纹	内壁焊缝采用湿荧光磁粉检测、外壁采用超声波横波检测（分叉少）	声发射监测
	6.7	湿硫化氢破坏	氢鼓泡 氢致开裂 应力导向氢致开裂 硫化物应力腐蚀开裂	氢鼓泡-目视检测 其他裂纹-湿荧光磁粉、涡流检测、射线成像检测或漏磁检测 外部超声波横波检测	介质监控 声发射监测
	6.8	氢氟酸致氢应力开裂	沿晶裂纹	湿荧光磁粉、涡流检测、射线成像检测或漏磁检测 外部超声波横波检测	声发射监测
	6.9	氢氰酸致氢应力开裂	沿晶裂纹	湿荧光磁粉、涡流检测、射线成像检测或漏磁检测 外部超声波横波检测	声发射监测
	6.10	氢脆	沿晶裂纹	磁粉检测或渗透检测 外部超声波横波检测	/
	6.11	高温水应力腐蚀开裂	300 系列不锈钢残余应力大的部位穿晶裂纹	目视检测、磁粉检测、渗透检测、漏磁检测 外部超声波横波检测	声发射监测 pH 值监测
	6.12	连多硫酸应力腐蚀开裂	300 系列不锈钢的敏化区域沿晶开裂	渗透检测、金相检测	/
	6.13	液体金属脆断	沿晶裂纹	目视检测、磁粉检测、渗透检测	/
	6.14	乙醇应力腐蚀开裂	碳钢-裂纹	湿荧光磁粉或交流式漏磁检测 外部超声波横波检测	/
	6.15	硫酸盐应力腐蚀开裂	铜合金-穿晶裂纹	换热管-涡流检测或目视检测	/
	6.16	氢氟酸应力腐蚀开裂	退火态镍基合金-沿晶裂纹 未退火态冷加工镍基合金-穿晶裂纹	渗透检测	/

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
材质劣化	7.1	晶粒长大	金相组织变化、抗拉强度降低、韧性降低	金相分析、力学性能试验	/
	7.2	渗氮	金相组织变化、 末期-表面开裂或剥落	目视检测、金相分析、硬度检测，涡流检测。 末期-渗透检测、射线成像检测及超声波横波检测	/
	7.3	球化	金相组织变化	金相分析、硬度检测	/
	7.4	石墨化	金相组织变化 末期-微裂纹或微孔洞形成、表面及近表面 开裂	金相分析（必要时全厚度试样）	/
	7.5	渗碳	金相组织变化	损伤初期-金相分析、硬度检测、涡流检测 损伤末期-射线成像检测、超声波横波检测、涡流检测 磁导率检测（奥氏体合金）	/
	7.6	脱碳	金相组织变化	金相分析、硬度检测	/
	7.7	金属粉化	腐蚀坑	内部目视检测、射线成像检测 加热炉炉管-导波检测	/
	7.8	σ 相脆化	金相组织变化	金相分析、渗透检测	/
	7.9	475℃脆化	硬度增高，韧性降低	目视检测、渗透检测、声发射检测、硬度检测	/
	7.10	回火脆化	裂纹	磁粉检测	挂片监测
	7.11	辐照脆化	裂纹	目视检测	挂片监测
	7.12	钛氢化	金相组织变化	涡流检测 金相分析 力学性能试验	/
	7.13	再热裂纹	晶间开裂	碳钢和低合金钢-超声波横波检测和磁粉检测 300 系列不锈钢和镍基合金-超声波横波检测和渗透 检测	/
	7.14	脱金属腐蚀	金相组织变化	目视检测，金相分析、硬度检测	/

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	7.15	敏化—晶间腐蚀	晶间腐蚀	金相分析、渗透检测	腐蚀挂片
	7.16	金属热老化	裂纹	冲击试验、显微硬度测试	挂片监测
机械损伤	8.1	机械疲劳	疲劳裂纹	目视检测、渗透检测、磁粉检测、涡流检测	振动监测
	8.2	热疲劳（含热棘轮）	热疲劳-裂纹 热棘轮-变形，裂纹	热棘轮-目视检测，尺寸测量，磁粉检测、渗透检测 热疲劳-磁粉检测、渗透检测、超声横波检测	/
	8.3	振动疲劳	裂纹	磁粉检测或渗透检测	振动监测
	8.4	接触疲劳	表面凹坑	目视检测	振动监测
	8.5	机械磨损	局部壁厚损失	目视检测、尺寸测量	声发射监控
	8.6	冲刷	局部壁厚损失	目视检测、超声自动扫查、导波检测、射线成像检测	存在耐火衬里的设备- 红外成像监测
	8.7	汽蚀	局部壁厚损失、点蚀	目视检测、超声纵波检测、射线成像监控	声发射监控
	8.8	过载	塑性变形、失稳、韧性破裂	目视检测	压力监测 应变测试
	8.9	热冲击	裂纹	磁粉检测或渗透检测	/
	8.10	蠕变	变形、裂纹	目视检测、变形测量、磁粉检测或渗透检测、超声横波检测、金相检测、力学性能试验	红外成像监测
	8.11	应变时效	裂纹	取样测试、在线检测	/
其他损伤	9.1	高温氢腐蚀	鼓泡，裂纹	内表面目视检测、表面金相 损伤末期-湿荧光磁粉检测和射线成像检测	/
	9.2	腐蚀疲劳	穿晶裂纹	动设备-超声检测、磁粉检测 脱气塔-内壁湿荧光磁粉检测 循环锅炉-超声检测或电磁超声检测	/

损伤模式	GB/T 30579 损伤机理编号	损伤模式	损伤形态	检测方法	监测方法
	9.3	冲蚀	局部腐蚀	壁厚测定	腐蚀探针 腐蚀挂片 对有隔热衬里的设备- 红外成像监测
	9.4	蒸汽阻滞	变形、裂纹	目视检测	蒸汽流量监控
	9.5	低温脆断	裂纹	高应力部位-表面无损检测（如磁粉检测和渗透检测） 以及埋藏缺陷的超声检测、TOFD 检测	/
	9.6	过热	鼓胀变形、壁厚减薄	目视检测	热电偶温度监测 红外成像监测
	9.7	耐火材料退化	开裂、剥落或剥离	目视检测	红外成像监测
	9.8	铸铁石墨化腐蚀	均匀腐蚀或局部腐蚀	硬度检测	/
	9.9	微动腐蚀	局部腐蚀	目视检测和壁厚测定 外部-超声波自动扫查、导波检测或射线成像查找减薄 部位，并对减薄部位进行壁厚测定 换热管-远场涡流检测或漏磁检测	/
	9.10	高含氧气体促发的 燃烧、爆炸	金相组织变化、材料强度降低导致的失稳	/	氧气湿度监测 红外成像监测

7 重点检验部位

7.1 工业管道在线检验过程中，应按照 TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》中适用于在线检验的条款对管道进行检验，并且对以下部位或特定损伤模式应进行重点检验，如果发现损伤，还应检查该部位上游和下游的管段以及相关管道组成件。

应特别注意的管道和部位：

- a) 注入点；
- b) 工艺混合点；
- c) 盲管；
- d) 发生层下腐蚀的部位；
- e) 埋地段的土壤和空气交界面；
- f) 特殊工况下的局部腐蚀部位；
- g) 冲刷和冲蚀部位；
- h) 存在应力腐蚀开裂机理的管道；
- i) 涂层、衬里破损和沉积物下腐蚀部位；
- j) 承受疲劳载荷的部位；
- k) 可能发生蠕变的部位；
- l) 可能发生低温脆断的部位；
- m) 内部介质结冰部位；
- n) 支吊架与接触点部位；
- o) 异种钢焊接接头部位

7.2 注入点

7.2.1 概述

注入点附近管道易发生腐蚀或加剧管道的局部腐蚀，注入线管子的插入形式、注入介质的流量、注入频率等都会影响局部腐蚀程度。这些部位应在管道在线检验方案内有所体现，在线检验过程中要对注入点进行单独的腐蚀排查。

在能源行业中许多不同类型的工艺添加剂用于防腐、除垢等方面，以此保证装置的正常运行。这些添加剂通过小支管直接注入管道系统，或通过套筒、喷嘴注入管道系统。

添加剂一般有：

- a) 专有化学品，如缓蚀剂、防污剂或除氧剂；

- b) 水，注入后溶解盐沉积；
- c) 注入后稀释腐蚀性工艺介质的添加剂。

7.2.2 常见的注入点

炼油厂中常见的一些注入点包括：

- a) 向酸性介质流（催化、焦化、酸性水汽提塔）注入硫酸胺（APS）；
- b) 向烟气和催化剂管道注入蒸汽/冷凝水；
- c) 向加氢处理废水中注入洗涤水（连续和间歇）；
- d) 粗除盐水；
- e) 向原油进料中注入苛性碱；
- f) 向转化炉再生段管道注入苛性碱；
- g) 向重整反应器进料管道注入含氯有机物，例如全氯乙烯（PERC），；
- h) 向重整反应器系统管道注入甲醇/冷凝液；
- i) 向原油塔顶系统注入氨或中和胺；
- j) 向加氢处理反应器系统管道注入冷 H₂ 降温；
- k) 向分馏和天然气厂架空管道注入胺抑制剂。

7.2.3 注入点的设计和安装

注入点的设计和安装应考虑：

- a) 设置的注入点的工艺目标；
- b) 期望的注入量和速率范围和主介质流中期望的工艺条件范围；
- c) 注入剂组分，如果注入的是水，应控制水的质量；
- d) 注入系统设计，包括注入点、供给系统、仪表和控制；
- e) 注入系统的工艺可靠性；
- f) 预计的材料劣化；
- g) 测试喷嘴的喷雾模式；
- h) 测试可伸缩喷嘴的防喷功能。

7.2.4 注入点的使用

装设注入点后，使用单位应在使用过程中应注意：

- a) 在管道台账上标注和记录注入点信息；
- b) 设置了可测量注入系统流量和频率的程序；

- c) 注入性能进行验证和监控，以确保其实现了目标，并且没有造成意外的过程问题；
- d) 监测注入点和相关设备的完整性
- e) 操作和维护人员应经过关于注入系统的操作和维护培训；
- f) 更换注入剂应考虑变更对工艺和设备的影响并经过相关流程批准；
- g) 设定检查计划。

7.2.5 检验范围

宜对注入点管段附近上、下游管段进行检验，上游管段的检验范围选择 300mm 或管道直径的 3 倍之间的较大值，下游管段的检验范围选择为主管道第二个流动方向改变的部位，或距第一个流动方向改变部位往下 7.6m，选择其中较小值。部分情况将注入点检验管段延伸到下一个压力容器处更合适。

7.2.6 检验项目和部位

7.2.6.1 目视检查伸入主管的注入装置是否有污垢和接头松动。

7.2.6.2 应对以下部位进行壁厚检查：

- a) 在注入点主管段上选取适当部位测厚；
- b) 在可能受注入流体冲击的位置测厚；
- c) 在注入点长直管道上选取中间部位测厚；
- d) 在注入点管段上选取上游和下游的两端位置测厚。

必要时，应自注入管口上游 300mm 到下游 10 倍管径区域进行密集测厚或高频超声导波、超声 C 扫等。

7.2.6.3 应对对插入有疲劳工况的主管道的注入口焊缝进行 PT 检测或阵列涡流检测。

7.3 工艺混合点

7.3.1 概述

工艺混合点是指在管道中两种成分、温度或其他参数不同的工艺流组合在一起的部位，这些位置可能会受到腐蚀或机械损伤（如热疲劳）的加速破坏。

炼油装置工艺混合点的一些示例包括：

- a) 来自催化重整的含氯化物石脑油与来自其它装置的湿烃介质流混合；
- b) 低温、高硫的烃类介质与高温介质混合；
- c) 氢气与温度不同的烃类介质流混合；
- d) 加氢装置冷、热分离器介质混合；

e) 导致含硫介质管道温度升高的混合。

7.3.2 混合点设计注意事项

7.3.2.1 混合点的设计应考虑多种因素，如混合效果、流态、管道材质、介质流组成和流量、正常运行工况、异常运行工况以及异常/偏移工况发生的可能性/频率。

7.3.2.2 设计要考虑混合后介质的相态和流动状态。当介质流合并时，湍流开始了混合过程，效果将取决于混合流的穿透程度以及介质互相是混溶的还是不混溶的。如果介质可混溶，则会形成单相，但分散和溶解取决于时间。直到下游 100 倍或更大的管径处，才能形成完全混溶；检验范围应考虑混溶不完全的区域。如果液流不混溶，则混合液流中可能保留两相，或在混合点下游形成第三相（例如胺盐沉积）。形成的流态主要却决于介质流速，各介质流的密度和流量，管道汇合的方向以及汇合处管径的大小。混合点处的流态因介质重力作用，水平方向和垂直方向上是不同的。

7.3.2.3 混合点的设计要考虑热疲劳的问题，如果介质流之间温差超过一定数值，应考虑采用热套筒加强管段，防止热疲劳发生。

7.3.2.4 混合点的设计要考虑因介质混合、温度升高或降低对管道产生的腐蚀。

7.3.3 检验项目和部位

7.3.3.1 检验人员通过 PDF 和 P&ID 图确定可能出现损伤的工艺混合点位置。

7.3.3.2 应对混合点管段及其附近焊缝进行有针对性检测，如对存在高温硫化物腐蚀等减薄机理需要对混合点管段进行壁厚测定，对存在热疲劳等机械损伤机理的管段焊缝进行表面和埋藏缺陷检测。如果发现缺陷应进行扩检，必要时采用密集测厚、数字射线或超声 C 扫对发生壁厚损失的管段进行扫查，确定损伤面积和剩余壁厚。

7.3.3.3 对壁厚减薄严重、区域较大的混合点应参照注入点上下游的检验范围进行壁厚测定。

7.3.3.4 对混合后不会产生损伤的混合点不需要进行特别重点的检验。

7.4 盲端

7.4.1 盲端管段的腐蚀速率可能与相邻管道有很大差异。检验人员应对滞流末端和它与相邻管段进行壁厚测定，对盲端焊缝应检测其内壁裂纹类缺陷。

7.4.2 存在铵盐的塔顶系统和加氢装置中，腐蚀可能发生在盐溶液或处于露点温度的滞流区域，针对这些区域应采用高频导波、数字射线或超声 C 扫等检测技术确定发生露点或铵盐腐蚀的区域

7.4.3 如果盲端介质含水，在低温环境中会结冰，导致管道破裂。

7.4.4 对工艺没有作用的盲管应考虑拆除。

7.5 发生层下腐蚀的部位

7.5.1 概述

保温层下腐蚀形式一种是碳钢的局部腐蚀，另一种是奥氏体不锈钢的保温层下应力腐蚀开裂。发生层下腐蚀的可能性因管道所处当地的气候而异，海洋性气候需要重点关注，沙漠性气候则无需过多关注。

7.5.2 发生层下腐蚀可能性较大的管道

某些区域的管道可能更容易受到 CUI 的影响，包括：

- a) 处于水冷却塔喷水的潮湿环境中的管道部位；
- b) 处于蒸汽排放口的管道部位；
- c) 处于雨淋系统的管道部位；
- d) 处于泄露点附近的管道部位；
- e) 含水介质或酸蒸汽入口附近的管道部位；
- f) 在 $-12^{\circ}\text{C}\sim 175^{\circ}\text{C}$ 运行的碳钢和低合金管道，对于操作温度频繁变化引起冷凝和空气中潮湿介质的二次汽化的部位，绝热层下腐蚀更为严重；
- g) 在 175°C 以上温度间歇运行的碳钢和低合金管道系统；
- h) 工作温度在 CUI 发生的温度范围附近的碳钢和低合金管道；
- i) 与主管道工作温度不同，且在 CUI 发生的温度范围的盲管或其它管道组件；
- j) 在 $60^{\circ}\text{C}\sim 205^{\circ}\text{C}$ 运行的奥氏体不锈钢管道；
- k) 有振动、且造成保温层有缝隙的管道；
- l) 有蒸汽伴热管且发生泄漏的管道；
- m) 保温破损、脱落、鼓包、潮湿渗水的管道；
- n) 防腐涂层脱落、破损、开裂、鼓包的管道。

7.5.3 重点检验部位

层下腐蚀的重点检验部位如下：

- a) 保温层破损、脱落处，例如：管道小接管或盲管（通风口、排水管等）；管道支吊架；阀门和膨胀节等不规则保温层表面；螺栓连接管托；蒸汽和电加热伴热渗漏部位。
- b) 无保温层的法兰和其他管道附件。
- c) 保温层缺失部位。
- d) 在水平管道上的保温层开裂或密封不良的部位。
- e) 垂直管道的保温终止部位。

f) 保温材料硬化、分离、脱落的部位。

g) 管道系统中的低点，尤其是保温破损的低点，包括长距离无支撑管道运行中的低点和垂直到水平方向的过渡段。

h) 高合金钢管道系统中的碳钢或低合金钢法兰、螺栓和其他部件。

7.6 埋地段的土壤和空气交界面

7.6.1 无阴极保护埋地管道的土壤和空气交界面

检验内容应包括目视检查涂层是否完好、裸管表面检查和埋深测量。若发现严重腐蚀，则应进行测厚和对管道挖掘检验，并评定腐蚀是否只存在于土壤和空气交界面还是遍布整个管道系统。测厚时应露出金属表面，检验完毕后应恢复涂层和防腐。

检验员应检查混凝土与空气的接触面及沥青与空气的接触面是否开裂和存在潮湿入侵。若这种损坏形式发生在使用时间 10 年以上的管道系统，则应在修复裂缝之前进行地下管段的腐蚀检验。

7.6.2 有阴极保护埋地管道的土壤和空气交界面

若管道安装有可靠的阴极保护系统，则只有在证明涂层或防腐损坏时方可进行挖掘。若在同一平面上，埋地管道系统无涂层，则应考虑挖掘 150mm~300mm 深，确定是否存在腐蚀。

7.7 特殊工况下的局部腐蚀部位

在某些特殊工况下会发生一些局部腐蚀，这些部位包括但不限于：

- a) 注入点和混合点的下游和产品分离器的上游部位（如加氢反应器馏出物管道）；
- b) 介质流液化或部分介质液化的管道部位（例如塔顶分馏管道）；
- c) 意外的酸性或碱性介质串入碳钢管道系统，或氢氧化钠溶液进入未作焊后热处理的钢制管道系统；
- d) 可能发生酸（有机和无机）或水的冷凝或沸腾的部位；
- e) 工艺流中可能存在环烷酸或其他有机酸的管道；
- f) 可能发生高温氢腐蚀的部位；
- g) 加氢反应器流出物的铵盐冷凝部位；
- h) 酸性介质管道中的混流区和湍流区；
- i) 高温下输送高含硫气态介质的管道；
- j) 输送 260℃ 且具有腐蚀性的原油或更高温度且硫含量 0.5%（重量百分比）的不同等级碳钢管混用的管道；

注：在高温高硫环境中，非硅镇静钢管（如 ASTM A53/A53M 和 API 5L）的腐蚀速率可能高于

硅镇静钢管（如 ASTM A106）。

- k) 垢下腐蚀部位；
- l) 催化重整装置中的含氯化物介质的管道，尤其是与其他含水介质混合的部位；
- m) 管道焊缝区域；
- n) 温度升高会增加介质腐蚀性（例如碳钢管道中的酸性水介质），在流量较低的情况下，靠近外部伴热管的部位会发生腐蚀或应力腐蚀开裂；
- o) 蒸汽管道的石墨化部位、发生冷凝部位；
- p) 发生高温硫化物腐蚀的低流量和伴热加热部位。

7.8 冲刷和冲蚀部位

冲刷和冲蚀部位一般包括但不限于：

- a) 控制阀下游，尤其是发生闪蒸或气蚀的地方；
- b) 节流孔下游；
- c) 泵出口下游；
- d) 流向变化的位置，如弯头背弯；
- e) 会产生湍流的管道结构（焊缝、热电偶套管、法兰等）下游，尤其是流速对腐蚀有较大影响的管道系统中，如硫化氢铵和硫酸管道系统。

应使用大面积壁厚扫查技术对怀疑存在局部冲刷或冲蚀的区域进行检验。

7.9 存在应力腐蚀开裂机理的管道

7.9.1 一般在管道选材上就会考虑防止在役过程中发生应力腐蚀开裂。但部分管道系统可能会因工艺不稳定而发生环境开裂，保温层下腐蚀，意外冷凝，或存在湿硫化氢和湿碳酸盐环境。

在线检验过程中应注意以下管道部位：

- a) 层下奥氏体不锈钢应力腐蚀开裂，一般发生在保温层下、沉积物、垫圈或其它缝隙中，如果环境条件导致氯化物浓缩，会增加发生开裂的可能性；
- b) 当水中含有氯化物时，奥氏体不锈钢内部也会发生应力腐蚀开裂；
- c) 暴露于可电解溶液环境中敏化奥氏体不锈钢管道；
- d) 未进行消应力处理的胺介质管道；
- e) 在碱性介质中发生的碳酸盐应力腐蚀开裂；
- f) 含酸性水系统中的硫化氢应力腐蚀开裂和氢鼓泡；
- g) 含纵焊缝的管道湿硫化氢环境中会发生氢鼓泡和氢致开裂损伤。

7.9.2 对于以上可能发生缺陷的部位，检验人员应根据管道的使用温度和环境选择适宜的检测方法进行抽检，如果发现相应的损伤形态，应扩检；必要时，应进行失效分析。

7.9.3 如果在压力容器的内部检验时发现了应力腐蚀开裂，并且认为管道材料也同样敏感，检验人员应对压力容器上、下游管道进行检验。

7.10 涂层、衬里破坏和沉积物下的腐蚀

7.10.1 目视检查后如果外部涂层完好，通常尽量采用无需去除外部涂层的方法对管道测厚。

7.10.2 如果管道有内部非金属衬里或防腐涂层应根据以往管道的运行状况选择合适的部位测厚，用于判断内部非金属衬里或防腐涂层是否破损，但对于这一类型管道在线状态下对管道基材的壁厚测定抽查可能不能客观反应管道的真实状况。如果同类型的衬里材料，同批次的管道在使用过程中发生过泄漏，宜对其它管道进行大面积壁厚抽查。必要时，在停车过程中采用内窥镜方法对管道内部进行目视检查。

7.10.3 内部有耐火衬里的管道，在线检验过程中应对管道进行红外热成像监测，以此判断耐火衬里是否破损；如果目视检查发现管段存在胀粗等现象，应督促使用单位及时更换相应管段。

7.10.4 内部有堆焊层衬里的管道，应在停车时针对堆焊层剥离和堆焊层裂纹采用超声方法进行检测。

7.10.5 如果管道内表面存在焦炭等沉积物，则应采用 DR、高温超声或脉冲涡流方法确定沉积物下方的腐蚀状况。

7.11 承受疲劳载荷的部位

7.11.1 管道系统的疲劳载荷来源于使用压力和温度的循环、连接件的振动等，可导致低周或高周疲劳。可能发生疲劳开裂部位包括但不限于：

a) 延伸到管道隔热层之外的管托或其他附件可以充当散热片，会形成有利于热疲劳开裂的情况；

b) 当不同工作温度下的工艺流混合时，混合点也会发生热疲劳；

c) 过度的管道系统振动（如机器或流体引起）也会导致高周疲劳损伤，尤其是管道分支的连接处、泵及压缩机出口处管线和其上的小接管；

d) 有温度循环的异种钢焊接接头；

e) 与机械采用螺纹连接的结构。

7.11.2 疲劳裂纹的检测方法包括渗透检测、磁粉检测和斜探头超声波检测。声发射检测也可用于检测是否存在活性缺陷。

7.11.3 必要时应对存在振动管道进行监测，并定期监控管道振动值。

7.12 发生蠕变的部位

7.12.1 高温管道发生蠕变取决于时间、温度和应力。由于某些管道设计温度在蠕变范围内，因此蠕变裂纹最终可能在设计条件下发生。当蠕变温度范围内的操作条件周期性变化时，蠕变和疲劳会相互作用加速开裂。应特别注意应力高度集中的区域。如果使用温度很高，金属微观结构会发生变化，机械性能会弱化。

7.12.2 目前没有有效的检测蠕变裂纹在线检验方法，声发射检测技术可用于识别正在发生开裂的蠕变，但如果现场噪声太多，会影响声发射检测质量。

7.12.3 观察管道是否有蠕变裂纹、明显胀粗和鼓包，必要时增加外径测量；已安装蠕变测点的动力管道，核查蠕变测量记录是否符合有关标准规定。

7.13 可能发生低温脆断的部位

7.13.1 碳钢、低合金钢和其他铁素体钢在低于无延性转变温度时容易发生脆性破坏。在某些情况下，液体（如氨或 C2 或 C3 碳氢化合物）汽化会使管道冷却，促进材料发生脆性断裂。薄壁管道通常不考虑脆性断裂。

7.13.2 脆断无法在线检验，停车检验进行压力测试时，应考虑脆性破坏的可能性；采用气压试验或添加任何其他额外荷载时，应评估脆断发生的可能性。应重点关注低合金钢（尤其是 2.25 Cr-1 Mo）和铁素体不锈钢材质的管道。

7.14 内部介质结冰部位

7.14.1 在低于冰点的温度下，管道中的水和水溶液结冰膨胀导致管道失效。如果管道结冰，应在解冻之前目视检查暴露的管道组件是否发生破裂，如果破裂可通过冰冻暂时防止泄漏。应仔细检查含水管道系统的低点、排凝和盲管是否损坏。

7.14.2 为防止冰冻，需要利用排放、吹扫或伴热系统采取预防措施。最关键的位置之一是安全阀和先导式安全阀阀座的顶部，此时可能存在湿气，存在冻结的可能性。排放到大气中的安全阀上的尾管应始终具有排水或伴热装置。

7.15 支吊架与接触点部位

7.15.1 管道支架处损坏机制

7.15.1.1 接触点处外部腐蚀

管支架接触点处的局部腐蚀是由含有腐蚀性物质、水和氧的沉积物（典型的外部腐蚀环境）引起的缝隙腐蚀造成的。在潮湿环境中，管道与其支架之间的接触区域可能会存在严重腐蚀，进而发

生泄漏。

影响接触点处腐蚀程度的因素有：管道自身温度和伴热，高温会增加腐蚀；环境中水气丰富的地方，如疏水器排水口或冷却塔附近可能增加腐蚀；再管道底部和附近支架上生长的植被也会导致局部腐蚀加剧。

接触点外部腐蚀可能发生在任何非焊接管托、支撑、垫板等缝隙内。还应考虑间歇性环境条件，如灭火雨淋系统的测试等。管道安装时，应考虑用焊缝盖住所有支架开口，并在最低位置设置不小于 5mm 的排水孔。对于水平支架，应在两端提供排水孔，支架应略微倾斜，远离其支撑的管道。

7.15.1.2 接触点处内部腐蚀

高温管道上支架的冷却效应可能导致接触点对一个的管道内部的介质或水凝结。在某些工艺过程中，这种冷凝可能会加速内部腐蚀。

7.15.1.3 热膨胀

温度变化引起的膨胀和收缩会损坏防腐涂层并使接触点承受较大应力。

7.15.1.4 接触点电偶腐蚀

如果将碳钢支架直接焊接到不锈钢管道上，接触点可能发生电偶腐蚀。

7.15.1.5 保温层下腐蚀

穿透保温隔热层的支架可能会因穿透处密封不良而导致进水，后续发生保温层下腐蚀。

7.15.1.6 支架处的环境开裂

在碱性工艺环境（如胺和苛性碱）占主导地位的情况下，将支架焊接到碳钢管道上，无论是否进行焊后热处理（PWHT），都可能由于残余应力而导致内部环境开裂。

7.15.1.7 支架处的外部裂纹

当氯化物来源高于临界温度时，不锈钢管道可能容易发生外部氯化物开裂。将水截留在管道上的管道支架可能会导致开裂

7.15.1.8 基础/混凝土基座劣化（包括沉降）

基础和基座的劣化通常是支架过载和/或使用寿命过长的直接结果。

7.15.1.9 振动/移动/错位

管道振动、移动和错位可能导致管道和支撑构件疲劳、微动和/或应力过大。支架设计期间，应考虑适当的锚固件、约束装置和移动裕量/导向装置。这包括弹簧吊架的可用行程。

7.15.2 管道支架处损坏机制对应检测方法

7.15.2.1 按照表 4 对管道支架处损坏机制进行检测。

表 4 支吊架损伤机制检验方法

损坏机制序号	损坏机制名称	检测方法
7.15.1.1	接触点处外部腐蚀	高频导波
7.15.1.2	接触点处内部腐蚀	高频导波
7.15.1.3	热膨胀	目视检查
7.15.1.4	接触点电偶腐蚀	目视检查+高频导波
7.15.1.5	保温层下腐蚀	目视检查+高频导波
7.15.1.6	支架处的环境开裂	/
7.15.1.7	支架处的外部裂纹	/
7.15.1.8	基础/混凝土基座劣化（包括沉降）	目视检查
7.15.1.9	振动/移动/错位	目视检查

7.15.2.2 支架的目视检查应包括：

- a) 检查防腐涂层的损坏、变形和劣化；
- b) 检查是否有腐蚀迹象，尤其是在接触点或附近、支腿附近；
- c) 检查管道和支架之间的接触点区域，确定是否存在锈蚀和/或油漆起泡和变色，对目光无法直视的支撑位置，可以使用镜子辅助检查；
- d) 检查支腿排水孔，确保其畅通无阻，管道支耳内不得积水；
- e) 检查平衡支撑系统中的管辊、滑板、滑轮或枢轴是否有移动迹象或移动受限，检查还应包括对可能限制管线热膨胀运动的管道支架和管道小支管。
- f) 检查混凝土基础是否变质。如果发现混凝土劣化，应确定原因并采取纠正措施。
- g) 检查地脚螺栓是否失效或松动。用锤子轻轻敲打螺栓侧面，同时用手指抵住与支承板接触的另一侧，可以发现松动的地脚螺栓。用扳手拧紧螺母来尝试螺栓是否松动。基础上支承板的移动表明地脚螺栓被剪切。
- h) 检查支架的连接是否不牢固，或吊架的连接是否不牢固或是否调整不当。
- i) 检查弹簧支架的完整性。对于弹簧支架，为了确定是否发生腐蚀或机械过载，需要检查以下项目：弹簧罐，弹簧，锁定装置，吊架配件（杆和支撑夹），支撑夹下的管道，支撑结构钢。应在冷态和热态条件下检查弹簧吊架荷载，并对照原始冷态和热态读数检查获得的读数。弹簧支架设置不当会导致旋转设备上的管道负荷过大，从而导致错位。其他因素，如不均匀沉降和蠕变，可能需要进行其他设置。

7.16 异种钢焊接接头部位

异种钢焊接接头部位因不同材料的热膨胀系数不同，导致局部热应力较大，可能发生开裂。对于高温情况下使用的异种钢焊接接头，例如 P21 和 304H、P91 和 321 直接的焊接接头，应该在停车

检验时对其进行 PT 检测，必要时还应进行硬度和金相检测，如果发现严重蠕变缺陷，应进行材质适应性评价。对于 5℃~200℃ 温度范围内使用的异种钢焊接接头，可在线实施 PT 检测。

存在异种钢焊接接头的管线在开停车和正常使用工况中应避免温度突然升高或降低。如果存在温度的波动或多次的开停车情况，在检验过程中应重点检测异种钢焊接接头的开裂，必要时可以采用有效的监测手段对其进行长期监测。

附录 A

(资料性)

常减压装置工业管道在线检验

A.1 概述

常减压装置是原油加工的第一道工序，原油经过加热、汽化、分馏、冷凝和冷却等传质传热过程将原油分割成汽油、柴油、煤油、蜡油等多种油品和下游加工装置的原料。

A.2 基本原理

A.2.1 电脱盐原理

原油电脱盐原理是用水溶解油中的盐分，借助于高压电场的作用，使原油中溶解有盐份的小水滴的保护膜削弱、破坏，悬浮的小水滴合并长大并很快地沉降分离。有些原油乳化比较顽固，单靠加热和电场力作用不能使油水很好分离，需另加一定量的破乳剂，破坏乳化膜。电脱盐的高压电场破乳的机理在于使水滴与水滴之间，水滴与电极之间产生静电力，并克服了乳化膜的障碍而彼此聚结起来，水滴随着聚结作用加强，就可借重力作用和油水比重差以一定的速度沉降下来，从而达到了从原油中脱除含盐水的目的。

A.2.2 蒸馏原理

蒸馏的基本原理是利用油气中各组分相对挥发度不同分离出不同石油馏分；蒸馏过程在初馏塔、常压塔和减压塔内进行。塔内气相从塔底向塔顶上升，液相则从塔顶向塔底下降，在每层塔板上汽液相相互接触时，气相产生部分冷凝，液相产生部分汽化，由于液相得部分汽化，液相中轻组分向气相扩散，使气相中轻组分增多，而气相的部分冷凝，使气相中重组分向液相扩散，液相中重组分增多，进而使同一层塔板互相接触的汽液两相趋向平衡。

A.3 工艺流程

A.3.1 典型工艺流程概述

按照工艺流程，常减压装置主要由换热脱盐工段、初馏工段、常压蒸馏工段、减压蒸馏工段组成。

A.3.2 换热脱盐工段

原油进装置后经换热器换热至电脱盐温度，然后进入电脱盐罐进行脱水脱盐处理，脱后原油经换热器进一步换热后进入初馏塔进行初步分馏。

A.3.3 初馏工段

经初步换热后原油进入初馏塔进行分馏，塔顶油气经换热器、空冷器冷凝冷却后进入分液罐进行油气水分离；初顶油分为两部分，一部分作为回流返回塔顶，一部分出装置；初顶气出装置或进入装置瓦斯系统，含硫污水出装置；初馏塔底油进入常压蒸馏工段。

A.3.4 常压蒸馏工段

初馏塔底油经换热后进入常压炉内加热，之后进入常压塔内根据油气沸程不同进行分馏，具体包括塔顶油气、顶回流、中段回流、塔侧线和常压塔底油流程；塔顶油气经换热器、空冷器冷却冷凝后进入分液罐进行气油水三相分离，常顶油分为两部分，一部分作为回流返回常压塔，一部分出装置，常顶气出装置或进入装置瓦斯系统，含硫污水出装置；顶回流和中段回流出常压塔与换热器换热回收热能后返回常压塔；塔侧线油品经汽提、换热、冷却后出装置；常压塔底油进入减压炉继续加热。

A.3.5 减压蒸馏工段

常压塔底油经减压炉加热后进入减压塔进行分馏，具体包括塔顶油气、顶回流、中段回流、塔侧线和减压塔底油流程；塔顶油气经抽真空器、冷凝器后气相出装置或进入装置瓦斯系统，油水进一步分离，塔顶油分为两部分，一部分作为回流返回减压塔，一部分出装置，含硫污水出装置；顶回流和中段回流出减压塔与换热器换热回收热能后返回减压塔；塔侧线油品经汽提、换热、冷却后出装置；减压塔底油出减压塔换热冷却后分为两部分，一部分作为急冷油返回减压塔底，一部分进一步换热冷却后出装置。

A.4 检验要点

常减压装置工业管道检验要点见表 A.1。表中的超声波测厚可采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法，也可采用脉冲涡流检测方法对有怀疑的或者已经存在较大局部腐蚀的管道部位进行壁厚测定。对于腐蚀面积和腐蚀量较大的损伤模式，例如环烷酸腐蚀，也可采用低频导波筛查管道壁厚异常部位，然后在采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法对其验证。

表 A.1 常减压装置工业管道在线检验方法

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
换热脱盐	电脱盐前原油	原油经缓冲罐、换热器至电脱盐罐管线	盐酸腐蚀、含盐水腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	电脱盐后原油	电脱盐罐出换热至初馏塔管线	高温硫、环烷酸腐蚀、含盐水腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
初馏	初馏塔顶	初馏塔塔顶冷凝冷却系统管线	盐酸腐蚀、NH ₄ Cl 腐蚀、酸性水腐蚀、氯离子应力腐蚀开裂、连多硫酸应力腐蚀开裂、湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+测厚(超声波测厚和高频导波扫查)+DR 检测
	初馏塔底	初馏塔塔底出口至常压炉管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
常压	进料	常压炉出口至常压塔管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	常压塔顶	塔顶冷凝冷却系统管线	盐酸腐蚀、NH ₄ Cl 腐蚀、酸性水腐蚀、氯离子应力腐蚀开裂、连多硫酸应力腐蚀开裂、湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+测厚(超声波测厚和高频导波扫查)+DR 检测
	常压塔顶回流	塔顶循工艺管线	盐酸腐蚀、NH ₄ Cl 腐蚀、冲蚀	减薄	目视+测厚(超声波测厚和高频导波扫查)
	常压塔中段回流	中段回流工艺管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	常压塔侧线	常压塔各侧线经汽提、换热、冷却后出装置	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	常压塔底	常压塔底进减压炉管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
减压	进料	减压炉出口至减压塔管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	减压塔顶	塔顶冷凝冷却系统管线	盐酸腐蚀、酸性水腐蚀、氯离子应力腐蚀开裂、连多硫酸应力腐蚀开裂、湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+测厚(超声波测厚、高频导波扫查)+DR 检测
	减压塔顶回流	塔顶循工艺管线	盐酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+测厚(超声波测厚和高频导波扫查)
	减压塔中段回流	中段回流工艺管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	减压塔侧线	减压塔各侧线经汽提、换热、冷却后出装置	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	减压塔底	减压塔底油管线	高温硫、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚

附录 B (资料性)

催化裂化装置工业管道在线检验

B.1 概述

催化裂化属于原油二次加工工序，装置加工原料包括渣油、蜡油及其他重质原料，通过裂化反应将馏分油分割为汽油、柴油、干气和液化气等产品，催化裂化装置是炼油工业将重油转化为轻质油的核心装置之一。催化裂化装置按其催化剂的工艺特点，分为固定床催化裂化、移动床催化裂化和流化催化裂化。由于流化催化裂化装置造价相对较低、产品质量好等特点，逐渐取代上述另外两种类型的催化裂化工艺。

B.2 基本原理

B.2.1 反应-再生原理

催化裂化过程为高温的催化剂与原料油接触，原料油迅速汽化，汽化的油气从主气流中扩散到催化剂表面，再沿催化剂微孔向催化剂的内部扩散，油气被催化剂表面吸附，被吸附的油气在催化剂表面进行裂化反应，反应的产物从催化剂表面脱附，脱附的反应产物沿催化剂微孔向外扩散到主气流中。经过裂化主反应、副反应及氢转移、缩合等二次反应生成混合油气及焦炭。混合油气经分馏、吸收稳定及产品精制，得到汽油、柴油、液化气、干气、油浆、酸性气等产品。焦炭覆盖在催化剂表面造成催化剂失活，覆盖着焦炭的催化剂进入再生器与空气混合燃烧，烧掉焦炭，恢复活性循环使用。

B.2.2 分馏原理

分馏的基本原理是利用油气中各组分的相对挥发度不同，分离得到富气、粗汽油、柴油、回炼油及油浆。在分馏塔中，气相从塔底向塔顶上升，液相则从塔顶向塔底下降，在每层塔板上汽液相相互接触时，气相产生部分冷凝，液相产生部分汽化，由于液相的部分汽化，液相中轻组分向气相扩散，使气相中轻组分增多；而气相的部分冷凝，使气相中重组分向液相扩散，液相中重组分增多，进而使同一层塔板互相接触的汽液两相趋向平衡。

B.2.3 吸收稳定原理

利用各组分在吸收溶剂中的溶解度不同，把富气和粗汽油分离成干气、液化气、稳定汽油。用粗汽油或稳定汽油（吸收溶剂）来溶解富气中 C3、C4 组分，含有溶质的气体为富气，不被溶解的气体称为贫气。

B.2.4 脱硫原理

在固定床反应器中，汽油中所含的硫醇与氧（通入空气所含的氧）在催化剂条件下，被氧化成二硫化物。液化气和干气脱硫采用胺液法脱硫，溶剂再生后循环使用。

B.2.5 烟气能量回收原理

催化剂再生时产生的烟气携带有大量热能和压力能。采用烟气轮机回收压力能，余热锅炉回收热能产生蒸汽。

B.3 工艺流程

B.3.1 概述

按照工艺流程，催化裂化装置主要由反应-再生工段、分馏工段、吸收稳定工段、脱硫工段和烟气能量回收工段组成，以典型的提升管流化催化裂化工艺流程为例进行阐述。

B.3.2 反应-再生

反应-再生工段包括原料油的裂化反应和催化剂的再生两个主要的工艺过程，分为原料油进料、反应沉降、催化剂再生及外取热单元。

经换热后的原料油借助蒸汽以雾化状态进入提升管反应器下部，与再生催化剂混合后一起向上流动，在流动过程中完成裂化反应，然后经旋风分离器进入沉降器，进行油气与催化剂的沉降分离。反应油气从沉降器顶部油气管道去催化分馏塔，分离后的催化剂进入再生器，在再生器中进行催化剂的再生，外取热器取走催化剂再生烧焦过程中的过剩热量。

来自主风机的空气经过加热后，在再生器的密相段与来自沉降器的待生催化剂混合后，在沸腾状态下，将附着在催化剂表面的焦炭烧掉，使催化剂恢复活性，然后通过再生斜管、再生滑阀进入提升管反应器的下部，循环使用。催化剂再生烧焦时产生的烟气，在再生器密相段和烟气集气室之间压差作用下，向上进入再生器稀相段。由于稀相段直径大，烟气流速降低，它所夹带的催化剂，在重力作用下，大部分回落到密相段。少量催化剂将随烟气一起进入旋风分离器，分离下来的催化

剂沿料腿落回密相段，净化后的烟气进入烟气集气室，通过烟道去能量回收工段。

提升管：催化裂化反应在提升管中进行，预热后的原料油以雾化状态与催化剂混合后在蒸汽的作用下，在提升管内向上流动，在流动过程中完成裂化反应。提升管有多个喷射入口，根据原料油的成分从各入口进入提升管。

B.3.3 分馏

根据油气的沸程不同，将其分割成富气、汽油、柴油、回炼油和油浆等。由沉降器来的反应油气，携带着少量催化剂，进入分馏塔，油浆从塔底抽出，经油浆蒸汽发生器换热降温后，一部分返回分馏塔，另一部分返回反应-再生工段回炼或作为产品油浆；富气和汽油自分馏塔顶馏出进行油气分离，富气压缩后去吸收稳定工段，粗汽油进入吸收塔；柴油从分馏塔侧线抽出，进入柴油汽提塔，经汽提、冷却后送出装置。

B.3.4 吸收稳定

用稳定汽油或粗汽油将富气中的 C3 和 C4 组分（液化气的主要成分）吸收下来，把乙烷及其以下的轻组分（干气的主要组分）汽提出去。

来自分馏工段的富气，经压缩冷却后，分离得到富气和凝缩油，富气进入吸收塔，凝缩油进入解吸塔，来自分馏工段的粗汽油进入吸收塔作为吸收溶剂，稳定塔来的稳定汽油作为补充吸收溶剂。

B.3.5 脱硫

B.3.5.1 汽油脱硫醇单元

汽油与碱液混合后，经预碱洗后，与活化剂、非净化风一起进入脱硫固定床反应器内进行反应，反应后溶有二硫化物的汽油和过剩的空氣的混合物进行分离。对分离出的尾气进行吸收，脱硫后的汽油经砂滤塔滤去部分残余的碱液等杂质后送出装置。

B.3.5.2 液化气脱硫醇单元

含硫液化气进入液化气脱硫塔釜，与乙醇胺溶剂逆流接触，硫化氢和二氧化碳被胺溶液吸收，净化液化气从塔顶流出，富胺液从塔底流出去溶剂再生单元。

B.3.5.3 干气脱硫醇单元

含硫干气经冷却、分液后进入干气脱硫塔塔釜与乙醇胺溶剂逆流接触，硫化氢和二氧化碳被溶剂吸收。净化干气从塔顶流出，富胺液从塔底流出后去溶剂再生单元。

B.3.5.4 溶剂再生单元

来自脱硫的富液与贫液换热后，经闪蒸，进入溶剂再生塔进行再生。再生所需热量由塔底重沸器提供。溶剂半贫液经重沸器加热部分汽化返回溶剂再生塔。贫液从溶剂再生塔底流出与富液换热、冷却后循环使用。溶剂再生塔顶流出的酸性气经冷凝后进入分液罐分离出酸性水。酸性气从分液罐顶流出，酸性水从罐底流出返回再生塔塔顶作回流。

B.3.6 烟气能量回收

由再生器来的高温烟气，含有微量的催化剂粉尘，经三级旋风分离器分离后得到净化。分离的催化剂粉尘，排出装置，输送粉尘的卸料烟气经四级旋风分离器和临界孔板通过烟道进入烟囱放空。净化后的烟气，进入烟气轮机做功。烟气通过烟气轮机做功，回收了压力能后，烟气温度略有降低，然后去余热锅炉产生蒸汽，烟气降温后去烟囱放空。

B.4 检验要点

催化裂化装置工业管道检验要点见表 B.1。表中的超声波测厚可采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法，也可采用脉冲涡流检测方法对有怀疑的或者已经存在较大局部腐蚀的管道部位进行壁厚测定。对于腐蚀面积和腐蚀量较大的损伤模式，例如环烷酸腐蚀，也可采用低频导波筛查管道壁厚异常部位，然后在采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法对其验证。

表 B.1 催化裂化装置工业管道在线检验方法

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
反应-再生	原料油进料	原料油混合器、原料油缓冲罐、原料油轻柴油热交换器（原料油侧）等相连管线	冲蚀、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		原料油一中段油热交换器（原料油侧）、原料油循环油浆热交换器（原料油侧）、原料油回炼油混合器等相连管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
		回炼油罐进料管线、出口管线、回炼油泵出口管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、环烷酸腐蚀、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
		蒸汽管线、凝结水罐、蒸汽扩容器等相连管线	冲蚀、锅炉冷凝水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
分馏	分馏塔顶	塔顶油气管线至塔顶油气分离罐入口	酸性水腐蚀（碱式酸性水）、氯化铵腐蚀、二氧化碳腐蚀、冲蚀、湿硫化氢破坏、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		塔顶油气分离罐底出口酸性水流程管线	酸性水腐蚀（碱式酸性水）、氯化铵腐蚀、冲蚀、湿硫化氢破坏、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		酸性水缓冲罐顶出口酸性气管线	二氧化碳腐蚀、湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		粗汽油抽出、回流管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	塔顶循	顶循环抽出至回流管线	酸性水腐蚀（碱式酸性水）、氯化铵腐蚀、冲蚀、湿硫化氢破坏、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
	轻柴油	分馏塔出口轻柴油至轻柴油汽提塔入口管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
		轻柴油汽提塔塔釜出口、轻柴油-富吸收油热交换器（轻柴油侧）、原料油-轻柴油热交换器（轻柴油侧）相连管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
		轻柴油-热水热交换器（柴油侧）、贫吸收油冷却器（柴油侧）相连管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	中段回流	中段回流工艺管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
	油浆	分馏塔底油浆出口、原料油循环油浆热交换器（油浆侧）、循环油浆蒸汽发生器（油浆侧）、产品油浆-热水热交换器（油浆侧）相连管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
		油浆冷却器相连管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	富气压缩	富气管线至气压机入口油气分离罐、干气管线至干气分离罐	酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、二氧化碳腐蚀、湿硫化氢破坏、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		气压机入口油气分离罐顶部出口富气管线、干气分液罐顶部出口干气管线、压缩机一级和二级出口管线、中间冷却器出口至气液分离罐管线、气液分离罐顶至压缩机管线、压缩富气空冷器进出口至气压机出口油气分离罐管线	酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、二氧化碳腐蚀、湿硫化氢破坏、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		气压机入口油气分离罐底出口凝液管线、干气分液罐底出口凝液管线、气液分离罐底出口凝液管线、气压机出口油气分离器罐底酸性水管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		气压机出口油气分离罐底至吸收塔富气管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		稳定汽油至吸收塔管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
吸收稳定	吸收	吸收塔底出口富吸收油管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		吸收塔顶出口贫气管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		一中段抽出及回流管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		二中段抽出及回流管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		再吸收	贫吸收油至再吸收塔管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂
	再吸收塔底出口富吸收油管线		湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
		塔顶出口干气管线、干气分液罐顶出口干气管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		干气分液罐底出口管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	解析	凝缩油至解析塔入口管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		塔顶出口解析气管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		塔底出口及回流脱乙烷汽油管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		蒸汽管线	冲蚀、汽蚀、锅炉冷凝水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
		凝结水罐及蒸汽扩容器相连接管线	汽蚀、锅炉冷凝水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
	稳定	脱乙烷汽油管线至稳定塔入口	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		稳定塔顶出口液态烃管线、稳定塔顶油气空冷器出口液态烃管线、	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、二氧化碳腐蚀、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		稳定塔底稳定汽油管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		稳定塔顶回流罐底出口液化气管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		稳定塔顶回流罐底出口酸性水管线	湿硫化氢破坏、酸性水腐蚀（碱式酸性水）、冲蚀、碳酸盐应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	污油	轻污油管线	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	脱硫	汽油脱硫醇	汽油管线至汽油碱液混合器入口	湿硫化氢破坏、冲蚀	减薄、开裂
碱液管道、汽油碱液混合管线、碱渣管线、固定床反应器顶部出口汽油管线、汽油沉降罐出口成品汽油管线、汽油沙滤塔出口成品汽油管线			碱腐蚀、碱应力腐蚀开裂、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
液化气脱硫		脱前液化气至液化气缓冲罐至液化气脱硫塔入口管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
		贫胺液至液化气脱硫塔入口管线、液化气脱硫塔底出口富胺液管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		液化气脱硫塔顶出口脱后液化气管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	干气脱硫	干气进干气脱硫塔流程管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		贫胺液管线至干气脱硫塔入口管线、干气脱硫塔底富胺液管线及凝缩油管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		干气脱硫塔顶出口脱后干气管线、净化干气分液罐底出口凝缩油管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		净化干气分液罐顶出口干气管线	冲蚀	减薄	目视+超声波测厚
	溶剂再生	富胺液经换热器、闪蒸罐进溶剂再生塔入口管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		闪蒸罐顶闪蒸气管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		溶剂再生塔顶出口酸性气经冷凝至酸性气分液罐管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+测厚（超声波测厚、高频导波扫查）+DR 检测
		酸性气分液罐顶出口酸性气管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		酸性气分液罐底出口酸性水管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		溶剂再生塔底出口贫液管线	冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		再生塔底重沸器进出口胺液管线	湿硫化氢破坏、二氧化碳腐蚀、冲蚀、胺腐蚀、胺应力腐蚀开裂	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		再生塔底重沸器（蒸汽侧）相连管线、凝结水罐底出口凝结水管线	冲蚀、锅炉冷凝水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚

附录 C (资料性)

乙烯裂解装置工业管道在线检验

C.1 概述

乙烯裂解装置是整个石油化工产业的核心，为众多下游装置提供生产原料和公用工程。乙烯裂解装置原料来源广泛，如乙烷、丙烷、炼厂气、石脑油、柴油、加氢尾油等，主要产品有乙烯、丙烯、混合碳四、氢气、甲烷、裂解汽油、燃料油等。其中乙烯是最重要的基础原料之一，从乙烯出发可以得到一系列产品如聚乙烯、环氧乙烷、乙苯、氯乙烷、乙醇等。

C.2 基本原理

C.2.1 裂解反应原理

蒸汽裂解的主要原理是在高温条件下，原料烃发生断裂和脱氢反应生成乙烯及其他产品。为了抑制副反应和结焦，裂解原料中加入稀释蒸汽，降低烃分压。

C.2.2 分离原理

分离过程就是根据气液相平衡原理，使裂解气经过多次部分冷凝、部分气化而获得高纯度的乙烯、丙烯产品的过程。

C.2.3 甲烷化反应原理

蒸汽裂解制取乙烯、丙烯过程中，副产的一氧化碳会造成加氢催化剂失活，要予以脱除。在甲烷化催化剂作用下，CO 与氢气反应生成甲烷和水。

C.2.4 乙炔、丙炔、丙二烯加氢反应原理

裂解生成的乙炔、丙炔、丙二烯会影响乙烯、丙烯的后续聚合。为了满足聚合级乙烯/丙烯的指标要求，同时提高乙烯、丙烯产品的收率，需要在加氢催化剂的作用下，通过选择性加氢反应将乙炔、丙炔、丙二烯转化为乙烯和丙烯。应当控制反应条件，避免副反应生成烷烃和绿油。

C.2.5 酸性气体的脱除原理

裂解气中的酸性气体指 H_2S 、 CO_2 和其他气态硫化物，酸性气腐蚀设备，并造成工艺上的不利影响。酸性气的脱除采用 NaOH 碱洗或溶剂吸收法。

C.3 工艺流程

C.3.1 概述

乙烯装置的典型工艺流程包括顺序分离流程、前脱乙烷流程和前脱丙烷流程。每一种工艺流程，

一般均包括裂解和急冷、压缩、分离 3 个工段。不同流程之间的主要区别在于压缩和分离工段，其中顺序分离是将裂解气全部压缩后，按照组分由轻到重的顺序，先脱甲烷，再依次脱乙烷、脱丙烷、脱丁烷；而前脱丙烷流程则是在压缩工段先把裂解气分割为碳 3 以上和碳 4 以下两部分，然后两股物流再分别进入分离工段按照各自的流程进行分离。前脱乙烷流程与前脱丙烷类似，区别在于先把裂解气分割为碳 2 以上和碳 3 以下，然后两股物流再分别进入分离工段按照各自的流程进行分离。以下说明主要以顺序分离流程为主。

C.3.2 裂解和急冷

裂解原料与稀释蒸汽混合进入裂解炉裂解产生裂解气，裂解气经急冷锅炉、汽油分馏塔、急冷水塔顺序急冷后，塔顶裂解气送裂解气压缩机。

裂解炉：石油馏分裂解制取乙烯的最重要设备，裂解反应就在裂解炉管中进行。为了提高乙烯收率，裂解炉设计目标是“高温、短停留时间、低烃分压”。目前应用最多的是立式双面辐射管式炉，均由辐射段和对流段组成，炉型主要有：

- a) SRT 型 (Short-Residence Time)；
- b) USC 型 (Ultra-Selective Cracking)；
- c) GK 型 (Gradient Kinetics Furnace)；
- d) 毫秒炉。

C.3.3 压缩

压缩工段包括裂解气压缩、干燥、裂解汽油汽提、冷凝液汽提和废碱处理。裂解气在五段离心式压缩机中加压缩，段间进行冷却和分离。在三段和四段之间，裂解气碱洗脱除酸性气体，五段出口的裂解气经分子筛干燥器干燥后去低温分离工段。

C.3.3 分离

分离工段包括深冷系统及脱甲烷系统（脱甲烷及甲烷化反应）、碳二系统（脱乙烷、乙炔脱除、乙烯精馏）、碳三系统（脱丙烷、丙炔/丙二烯脱除、丙烯精馏）、碳四系统（脱丁烷）以及制冷系统。

1、脱甲烷及甲烷化反应

脱甲烷有高压和低压两种工艺。典型顺序分离的脱甲烷流程：干燥后的裂解气经逐级冷却和分离，各级凝液去脱甲烷塔脱除甲烷后，其余碳二及碳二以下馏分去脱乙烷塔。脱甲烷塔是深冷分离中温度最低的精馏塔（塔顶-132℃，塔釜-52℃）。甲烷化反应器中，富氢中的 CO 与氢反应生成甲烷和水，精制后的氢气用于碳二、碳三加氢脱炔。

2、脱乙烷和乙烯精馏

在顺序分离流程中，脱乙烷塔塔顶切割出碳二馏分，进一步精制分离出乙烯产品，脱乙烷塔釜液为碳三及碳三以下馏分，送至脱丙烷系统。乙烯精馏的目的是以混合碳二为原料，分离出合格的乙烯产品，并由塔釜获得循环乙烷返回裂解炉。乙烯精馏塔可以看作是乙烯-乙烷二元精馏系统。

3、乙炔、丙炔/丙二烯脱除

顺序分离流程中，碳二加氢为后加氢工艺，加氢在脱乙烷塔之后。碳三加氢流程与碳二加氢类似。乙炔、丙炔/丙二烯加氢反应器：作用在于通过催化加氢脱除碳二和碳三个分中的乙炔、丙炔、丙二烯，以进一步精制分离得到聚合级乙烯和丙烯产品。

4、脱丙烷和丙烯精馏

脱丙烷塔顶切割出碳三馏分（丙烷和丙烯），塔釜液为碳四及碳四以下馏分送至脱丁烷塔。丙烯精馏的目的是以混合碳三为原料，分离出合格的丙烯产品，并由塔釜获得循环丙烷。

5、脱丁烷塔

脱丁烷塔一般为板式塔，塔顶产品为混合碳四（丁烷、丁烯和丁二烯）产品，塔釜液为粗裂解汽油送裂解汽油加氢精制系统精制。

6、制冷系统

乙烯装置制冷系统主要包括乙烯制冷和丙烯制冷。近年来逐渐发展出多元制冷，例如二元制冷（甲烷、乙烯）和三元制冷（甲烷、乙烯、丙烯）。其中乙烯制冷系统是封闭环路，用液态乙烯在不同压力下节流蒸发为工艺用户提供 $-63^{\circ}\text{C}/-75^{\circ}\text{C}/-101^{\circ}\text{C}$ 三个级别的冷量；丙烯制冷系统也是封闭环路，用液态丙烯在不同压力下节流蒸发为工艺用户提供 $13^{\circ}\text{C}/-6^{\circ}\text{C}/-27^{\circ}\text{C}/-40^{\circ}\text{C}$ 四个级别的冷量。冷箱是大型低温换热设备，内有若干多流道板翅式热交换器，为裂解气激冷、制冷剂供冷、尾气冷量回收等提供换热面积。其中丙烯制冷为裂解气分离装置提供 -40°C 以上各温度级的冷量，乙烯制冷为裂解气分离装置提供 -40°C 以下至 -101°C 各温度级的冷量。

A.4 检验要点

催化裂化装置工业管道检验要点见表 C.1。表中的超声波测厚可采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法，也可采用脉冲涡流检测方法对有怀疑的或者已经存在较大局部腐蚀的管道部位进行壁厚测定。对于腐蚀面积和腐蚀量较大的损伤模式，例如环烷酸腐蚀，也可采用低频导波筛查管道壁厚异常部位，然后在采用常规高温超声纵波探头检测和电磁超声检测方法对其验证。

表 C.1 乙烯装置工业管道在线检验方法

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
裂解	进料单元	裂解原料与稀释蒸汽混合点至裂解炉对流段入口管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）	减薄	目视+超声波测厚
急冷	急冷锅炉	急冷锅炉的管程出口到急冷器到汽油分馏塔进料管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲刷	减薄	目视+超声波测厚
		急冷锅炉蒸汽流程，包括急冷锅炉壳程锅炉给水、高压汽包锅炉给水、高压汽包下部冷凝水回收管线	锅炉冷凝水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
	汽油分馏塔	汽油分馏塔顶裂解气至急冷水塔进料管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）[无注氨]或酸性水腐蚀（碱式酸性水）[注氨]、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		汽油分馏塔塔釜燃料油流程管线，包括回流管线、去燃料油汽提塔管线、去裂解气急冷器管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲刷	减薄	目视+超声波测厚
	燃料油汽提塔	燃料油汽提塔塔顶至汽油分馏塔入口管线	高温硫化物腐蚀（有氢气环境）	减薄	目视+超声波测厚
		燃料油汽提塔釜裂解燃料油出口管线	高温硫化物腐蚀（无氢气环境）、冲刷	减薄	目视+超声波测厚
	急冷水塔	急冷水塔塔顶裂解气至压缩工段裂解气压缩机入口流程管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		急冷水塔釜工艺水回流管线、去工艺水汽提塔管线	湿硫化氢破坏	开裂	目视+DR 检测
		急冷水塔釜急冷水回流管线	碱应力腐蚀开裂	开裂	目视+DR 检测
	工艺水汽提塔	工艺水汽提塔塔顶酸性气管线及轻烃返回急冷水塔管线	湿硫化氢破坏、碱应力腐蚀开裂	开裂	目视+DR 检测
		工艺水汽提塔釜工艺水部分回流管线、部分去稀释蒸汽发生流程管线	碱应力腐蚀开裂	开裂	目视+DR 检测
	高压/超高压蒸汽系统	高压/超高压蒸汽系统管线	高温氧化腐蚀、冲刷	减薄	目视+超声波测厚

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
压缩	裂解气压缩机一段至三段分离罐	分离罐顶部出口管线、热交换器壳程流程管线、碱洗塔进料管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏、冲刷	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		底部冷凝的裂解汽油至汽油汽提塔流程管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		底部冷凝的冷凝水至急冷水塔流程管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	汽油汽提塔	汽油汽提塔顶轻烃返回压缩机入口流程管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		汽油汽提塔釜裂解汽油回流管线、送出界区流程管线	酸性水腐蚀（酸式酸性水）、湿硫化氢破坏	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
	碱洗塔	塔釜液循环管线、塔釜废碱排出管线	碳酸盐应力腐蚀开裂	开裂	目视+DR 检测
		注碱管线	碱腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
		裂解气压缩机四段至五段间分离罐底部管线	冷却水腐蚀	减薄	目视+超声波测厚
	凝液汽提塔	进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	干燥器	裂解气压缩机第四段和第五段吸入和排出至裂解气干燥器流程的裂解气管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
		裂解气干燥器至冷箱流程的裂解气管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	分离	甲烷化反应器	甲烷化反应器进出料温度高于 220℃ 管线	高温氢腐蚀、回火脆化	
甲烷化反应器出料温度低于 150℃ 管线			湿硫化氢破坏	开裂	目视+DR 检测
氢气干燥器进出口管线			大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
脱甲烷塔		进料各级分离罐、脱甲烷塔进料、塔顶回流罐、中间热交换器管壳程相连管线	低温脆断	开裂	目视+DR 检测
乙烯精馏单元		乙烯精馏塔、塔顶回流罐、中间热交换器管壳程、乙烯产品罐相连管线	低温脆断、大气腐蚀（有隔热层）	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测
		带隔热层的低温乙烯管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
乙炔加氢反应器		进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
乙烯干燥器		进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
脱乙烷塔		塔顶流程管线	低温脆断、大气腐蚀（有隔热层）	减薄、开裂	目视+超声波测厚+DR 检测

工段	单元	流程说明	损伤模式	失效形式	在线检验方法
		塔底流程管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	丙烯精馏单元	丙烯精馏塔、塔顶回流罐、中间热交换器管壳程、 丙烯产品罐相连接管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
		带隔热层的低温丙烯管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	丙炔/丙二烯加氢反应 器	进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	丙烯干燥器	进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	脱丙烷塔	进出口管线	大气腐蚀（有隔热层）	减薄	目视+超声波测厚
	脱丁烷塔	进出口管线	无	/	/

《工业管道在线检验指南》编制说明

1 工作简况

1.1 任务来源

2022年7月，中国特种设备检测研究院（以下简称“中国特检院”）等单位向中国特种设备检验协会团体标准工作委员会（以下简称“特检协会团标委”）提出制定团体标准《工业管道在线检验指南》的申请，申报编号：2022013。

1.2 编制单位、主要起草人员及分工

略

1.3 工作过程

本标准于2022年11月获批立项，2022年11月15日采用视频方式召开了首次工作会议，对标准的修订原则、修订大纲、建议修订的内容等进行了讨论，并确定了人员分工和进度安排。2023年5月初标准工作组完成征求意见稿初稿，标准起草负责人通过邮箱及电话在2023年5月13日~5月22日分别征求各参与标准起草单位的意见，对征求意见稿的主要内容进行了讨论和修改，并于5月26日召开工作组第二次会议，对修改后的征求意见稿进行讨论。2022年6月14日形成征求意见稿，发送至检验机构、使用单位等利益相关单位征求意见，并申请在中国特种设备检验协会团体标准工作委员会网站上公开征求意见。

二、编制原则和主要内容

2.1 编制原则

本标准的编制原则如下：

（1）TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》2.1条中规定了“在运行条件不影响检验的有效性和安全性时，管道可以基于损伤模式和风险水平，结合使用情况制定检验策略，在运行状态下实施检验”，目前《压力管道定期检验规则-工业管道》的大多数条款仅针对停车时的检验，并未对在线检验过程中的检验内容和检测方法进行规定。但在线运行状态下工业管道的检验与停车阶段的检验内容大不相同，例如在线检

验时采用的检测方法与停车检验有很大不同，而检验时机的不同导致所能够检查到的设备状态也有很大不同（像压缩机、泵出口管道的振动，部分管道的结焦堵塞等）。本标准在国家市场监督管理总局科技计划项目《工业管道在线检测方法适用性及标准研制》(2021MK169)的研究基础上进行编制。

(2) 标准结构、格式和表达方式等按 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》的规定进行编写，使标准规范化；

(3) 名词术语、技术要求和参数等与《特种设备安全法》、TSG D7005-2018《压力管道定期检验规则-工业管道》等现行国家法律、安全技术规范，以及有关技术标准相一致。

2.2 标准主要内容说明

标准主要内容包括范围、规范性引用文件、术语和定义、总则、在线检验通用流程、在线检测方法选择及其有效性、在线检测的重点部位选择、附录 A-C。附录 A 至附录 C 为资料性附录，分别给出了常减压装置、催化裂化装置、乙烯装置工业管道在线检验的方法和检验要点。

3 主要试验（或验证）情况

工业管道在线检验案例在中石油、中石化、中化、中海油等大型炼化企业屡见不鲜，但国内并无相关标准规范在线检验过程中的技术要求。本标准在国家市场监督管理总局科技计划项目《工业管道在线检测方法适用性及标准研制》(2021MK169)的研究基础上进行编制，制备了不同损伤形态（裂纹、孔，局部减薄），不同公称直径（DN50~DN450），不同材质（奥氏体不锈钢、碳钢）和不同壁厚（4mm~26mm）的代表性试块；研究了瞬变电磁、压痕法、数字射线、阵列涡流、低频电磁等方法的检验有效性；通过对以往工业管道在线检验情况进行梳理以及相关文献的查阅，参照国外的相关标准，得到易损伤部位的分布，找出在线检验的重点检验部位。

试验结果发现随着检测技术的不断发展以及对工业管道损伤模式和风险的不断辨析，工业管道的在线检验将成为另一种常规定期检验模式。

4 综述报告及预期经济效果

本标准将填补工业管道在线检验技术要求的国家标准空白，与 TSG D7005 等相关法

规标准协调一致，起到规范我国工业管道在线检验工作，提高检验质量，节约企业成本，保障设备长周期安全运行的重要作用。标准中提供了典型检测方法的选择，重点检测部位；明确了在线检验流程等要求。

本标准实施的主体是所有具备工业管道检验资质的检验机构，实施范围和影响力广。通过提出具体的在线检验技术要求、规范在线检验流程，为工业管道安全服役和法规有效实施提供了标准支撑，经济和社会效益显著。

5 标准水平

本标准是充分考虑了我国工业管道在线检验现状，总结了相关单位以往在线检验的经验，结合我国相关科研成果编制的。该标准既紧跟国际先进无损检测技术的发展方向，又具有我国的国情特色，该标准达到国际一般水平。

6 与有关的现行法律、法规和强制性国家标准的关系

本标准可支撑 TSG D7005《压力管道定期检验规则——工业管道》等特种设备安全技术规范中在线检验相关条款的实施，填补了国内工业管道在线检验方面的标准空白，是法规重要的协调标准。

7 重大分歧意见的处理经过和依据

无。

8 本标准属性

本标准为团体标准。

9 贯彻国家标准的要求和措施建议

本标准由中国特种设备检验协会团体标准工作委员会提出并归口，由工业管道检验标准化工作组组织修订。建议由工业管道检验标准化工作组组织标准宣贯，结合相关法规和标准的要求，由专业培训工业管道检验员或检验师的机构进行推广应用。以本标准为基础，编制工业管道在线检验作业指导书，加强标准的推广应用，提高工业管道在线检验工作的质量。

本标准使用过程中，各有关单位应做好修理案例的收集、统计与分析工作，标准起草单位负责标准使用过程中的建议与意见反馈信息收集、处理和反馈，并对标准的应用情况进行总结和分析。

10 废止现行有关标准的建议

无。

11 其他应予说明的事项

无。

《工业管道在线检验指南》标准编制工作组

2023年6月26日