ICS 75.200
CCS E 98

中华人民共和国国家标准

GB/T 47765—2026

压力管道站场设备完整性管理规范

Equipment integrity management specification for pressure piping station

2026-07-02 发布　　2027-02-01 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 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语、定义和缩略语 …… 2
4　通则 …… 4
5　数据采集与管理 …… 6
6　风险评估与管理策略 …… 7
7　检测监测与评价 …… 9
8　维护维修 …… 14
9　停用报废 …… 16
10　缺陷故障与失效管理 …… 17
11　管理评审与效能评价 …… 17
12　设备完整性管理体系 …… 18
附录 A（规范性）　站场类型(级别)划分 …… 20
附录 B（资料性）　站场常用设备的分类分级 …… 22
附录 C（规范性）　站场承压类特种设备的检测监测内容 …… 30
附录 D（资料性）　站场其他常用设备的检测监测内容 …… 40
附录 E（规范性）　站场设备完整性管理要素 …… 45
参考文献 …… 49

前　言

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国锅炉压力容器标准化技术委员会(SAC/TC 262)提出并归口。

本文件起草单位：中国特种设备检测研究院、国家市场监督管理总局、中国市政工程华北设计研究总院有限公司、国家石油天然气管网集团有限公司、中国石油化工集团有限公司、中国石油天然气股份有限公司油气和新能源分公司、中国石化销售股份有限公司、中海石油气电集团有限责任公司、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中国石油化工股份有限公司油田勘探开发事业部、中国石油天然气股份有限公司规划总院、合肥通用机械研究院有限公司、中国特种设备检验协会、江苏省特种设备安全监督检验研究院、北京市科学技术研究院城市安全与环境科学研究所、东北大学、安徽省特种设备检测院、国家石油天然气管网集团有限公司科学技术研究总院分公司、深圳市燃气集团股份有限公司、中国石化青岛液化天然气有限责任公司、中国石油大学(北京)、上海天然气管网有限公司、中国石油天然气股份有限公司天然气销售分公司、国家管网集团储运技术发展有限公司、北京化工大学、天津市特种设备监督检验技术研究院、上海燃气有限公司、中石化(大连)石油化工研究院有限公司、中国石油西南油气田公司安全环保与技术监督研究院、广东大鹏液化天然气有限公司、重庆市特种设备检测研究院、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司输气管理处、江苏国信液化天然气有限公司、中国航空油料有限责任公司、国家石油天然气管网集团有限公司西气东输分公司、浙江工业大学、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采气厂、中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司、内江市检验检测中心、港华投资有限公司、卓越特检(深圳)技术有限公司、中海石油化学股份有限公司。

本文件主要起草人：何仁洋、王俊强、李颜强、胡颖、刘哲、张维智、王剑波、秦先勇、王文想、孟涛、屈丹龙、吴斌、沙晓东、付子航、陈宏健、杜建梅、白永强、燕冰川、吴胜平、宫彦双、程四祥、陈江、陈焰、谢海强、王晓明、王金江、蒋卡克、程万洲、杨玉锋、张苏、韩荣鑫、李鹤、张继旺、林睿南、石秀山、黄洁馨、吉建立、帅义、王庆锋、司永宏、丁振宇、高健、庄杰、程浩、周立国、李强、黄业千、梅琳、罗云建、吴军、杨尚书、吴明畅、杨梅、周吉祥、谭川江、曾维国、罗传武。

压力管道站场设备完整性管理规范

1 范围

本文件规定了压力管道站场内设备实施完整性管理的数据采集与管理、风险评估与管理策略、检测监测与评价、维护维修、停用报废、缺陷故障与失效管理、管理评审与效能评价、设备完整性管理体系。

本文件适用于下列类型压力管道站场内的静设备、动设备、安全仪表系统、电气设备等的全生命周期管理活动：

a) 输油气管道站场，包括长输油气管道站场、油气田集输管道站场、液化天然气接收供应站、储气库、油库站场；

b) 城镇燃气站场，包括城镇燃气输配站场、液化石油气供应站（瓶装供应站除外）、液化天然气供应站、压缩天然气供应站；

c) 热力管道站场。

2 规范性引用文件

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

GB/T 7777 容积式压缩机机械振动测量与评价

GB/T 7826 系统可靠性分析技术 失效模式和影响分析（FMEA）程序

GB/T 7991.6 搪玻璃层试验方法 第6部分：高电压试验

GB/T 19285 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验

GB/T 19873（所有部分） 机器状态监测与诊断 振动状态监测

GB/T 20438.2 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第2部分：电气/电子/可编程电子安全相关系统的要求

GB/T 20801.1 压力管道规范 第1部分：工业管道

GB/T 21109（所有部分） 过程工业领域安全仪表系统的功能安全

GB/T 26610.1 承压设备系统基于风险的检验实施导则 第1部分：基本要求和实施程序

GB/T 27921 风险管理 风险评估技术

GB/T 29531 泵的振动测量与评价方法

GB/T 30578 常压储罐基于风险的检验及评价

GB/T 30579 承压设备损伤模式识别

GB/T 32202 油气管道安全仪表系统的功能安全 评估规范

GB/T 34165 油气输送管道系统节能监测规范

GB/T 35320 危险与可操作性分析（HAZOP分析） 应用指南

GB/T 36701 埋地钢质管道管体缺陷修复指南

GB/T 37327 常压储罐完整性管理

GB/T 37368 埋地钢质管道检验导则

GB/T 42535 锅炉定期检验
GB/T 42606 固定式压力容器修理导则
GB 50650 石油化工装置防雷设计规范
GB/T 51317 石油天然气工程施工质量验收统一标准
AQ/T 3046 化工企业定量风险评价导则
AQ 3063 化工企业可燃液体常压储罐区安全管理规范
DL/T 596 电力设备预防性试验规程
DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程
NB/T 47013(所有部分) 承压设备无损检测
SH 3097 石油化工静电接地设计规范
SY 0031 石油工业用加热炉安全规程
SY/T 4209 石油天然气建设工程施工质量验收规范 天然气处理厂建设工程
SY/T 5921 立式圆筒形钢制焊接油罐 运行维护修理规范
SY/T 6069 油气管道仪表及自动化系统运行技术规范
SY/T 6325 输油气管道电气设备管理规范
SY/T 6381 石油工业用加热炉热工测定
SY/T 6966 输油气管道工程安全仪表系统设计规范
TSG 08 特种设备使用管理规则
TSG 11 锅炉安全技术规程
TSG 21 固定式压力容器安全技术监察规程
TSG 31 工业管道安全技术规程
TSG D7003 压力管道定期检验规则——长输管道

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文件。

3.1.1

压力管道站场 pressure piping station

压力管道输送系统的重要组成部分,由一系列指定功能的设备设施、支承件及构筑物组成,与管道线路有清晰的分界点,用于油气、化学品、热力等介质输送、储存、注入、排放、分配、调控、处理与安全保障等过程控制的工艺场所。

3.1.2

设备完整性管理 equipment integrity management

为保持设备完整性而进行的系统的管理活动。

注:设备完整性指设备在物理上和功能上是完整的,处于安全可靠的受控状态,符合预期的功能,是设备安全性、可靠性、维修性等综合体现。管理者通过持续识别和评价设备存在的风险,采取规范管理和改进技术相结合的方法,将风险控制在合理、可接受的范围内。

3.1.3

结构化数据 structured data

以一种明确定义的格式和模式组织和存储的数据。

注：结构化数据具有清晰的数据字段和表结构，遵循数据格式与长度规范，通常以表格或数据库的形式存在，易于在计算机系统中存储和管理。

3.1.4

安全仪表系统　safety instrumented system；SIS

由传感器、逻辑解算器及终端元件组成，用于监控工艺过程中的安全状态，执行安全保护功能的仪表系统。

[来源：GB/T 21109.1—2022，3.2.67，有修改]

3.1.5

安全完整性等级　safety integrity level；SIL

为规定安全仪表系统应达到的安全完整性要求而分配给安全仪表功能的离散等级。

[来源：GB/T 21109.1—2022，3.2.69，有修改]

3.1.6

效能评价　performance measurement

通过建立评价指标对管理活动效果、成本进行量化计算和结论性评价。

3.2　缩略语

下列缩略语适用于本文件。

CNG：压缩天然气（Compressed Natural Gas）

DCS：集散控制系统（Distributed Control System）

ESD：紧急关断系统（Emergency Shutdown Device）

FAS：火灾自动报警系统（Fire Alarm System）

FCS：现场总线控制系统（Fieldbus Control System）

FMEA：失效模式与影响分析（Failure Mode and Effects Analysis）

FTA：故障树分析（Fault Tree Analysis）

GDS：气体检测报警系统（Gas Detection System）

HAZOP：危险与可操作性分析（Hazard and Operability Analysis）

IFV：中间流体式气化器（Intermediate Fluid Vaporizer）

IOWs：完整性操作窗口（Integrity Operate Windows）

ITPM：检验、检测和预防性维修（Inspection，Testing，and Preventive Maintenance）

KPI：绩效评价指标（Key Performance Indicator）

LNG：液化天然气（Liquefied Natural Gas）

LOPA：保护层分析（Layer of Protection Analysis）

LPG：液化石油气（Liquefied Petroleum Gas）

MEMS：微型电子机械系统（Micro-Electro-Mechanical System）

MTBF：平均无故障时间（Mean Time Between Failures）

PDCA：计划-执行-检查-行动（Plan-Do-Check-Act）

PLC：可编程逻辑控制器（Programmable Logic Controller）

QRA：定量风险评价（Quantitative Risk Assessment）

RBI：基于风险的检验（Risk Based Inspection）

RCM：以可靠性为中心的维修（Reliability Centered Maintenance）

SCADA：数据采集与监视控制（Supervisory Control And Data Acquisition）

SIL：安全完整性等级（Safety Integrity Level）

SIS:安全仪表系统(Safety Instrumented System)

SMART:明确性、衡量性、可实现性、相关性和时限性(Specific, Measurable, Attainable, Relevant,and Time-based)

UPS:不间断电源(Uninterruptible Power Supply)

4 通则

4.1 一般要求

4.1.1 完整性管理应贯穿压力管道站场设备设计、制造、安装、投产、运维、停用报废等全生命周期。

4.1.2 运营企业宜结合设备管理体系,建立压力管道站场设备的完整性管理体系,明确管理目标、方针和原则,确定设备管理岗位的职责、流程、技术方法与要求,制定完整性管理体系文件,建立评审机制,保障完整性管理的实施并持续改进。

4.1.3 压力管道站场设备完整性管理的模式应以预防为主,建立设备风险分级管控与隐患排查治理双重预防机制。

4.1.4 运营企业应对站场设备设计、制造安装、投用运行等各阶段提出完整性管理的质量控制要求,并制定和实施站场设备质量控制程序和措施。

4.1.5 运营企业应对压力管道站场进行类型(级别)划分,并对站场内设备进行分类分级,实施动态风险管理。

4.1.6 运营企业应定期对设备完整性管理工作进行总结,基于控制设备风险、优化管理成本的原则,制定设备完整性管理的目标和计划,编制站场设备完整性管理的实施方案。

4.1.7 完整性管理应遵循 PDCA 循环,持续识别站场设备存在的风险,并采取有效措施控制风险。

4.1.8 运营企业应推进压力管道站场设备完整性管理信息化和智能化建设,不断提升管理水平。

4.2 完整性管理流程

4.2.1 站场设备完整性管理通用流程主要包括下列步骤:

a) 站场与设备分类分级;
b) 数据采集与管理;
c) 危害因素识别与风险评估;
d) 检测监测与评价;
e) 风险消减与维修维护;
f) 管理评审与效能评价。

4.2.2 设备完整性管理活动应根据设备类型、专业管理特点确定,按照图 1 的具体流程开展静设备、动设备、安全仪表系统和电气设备的完整性管理。

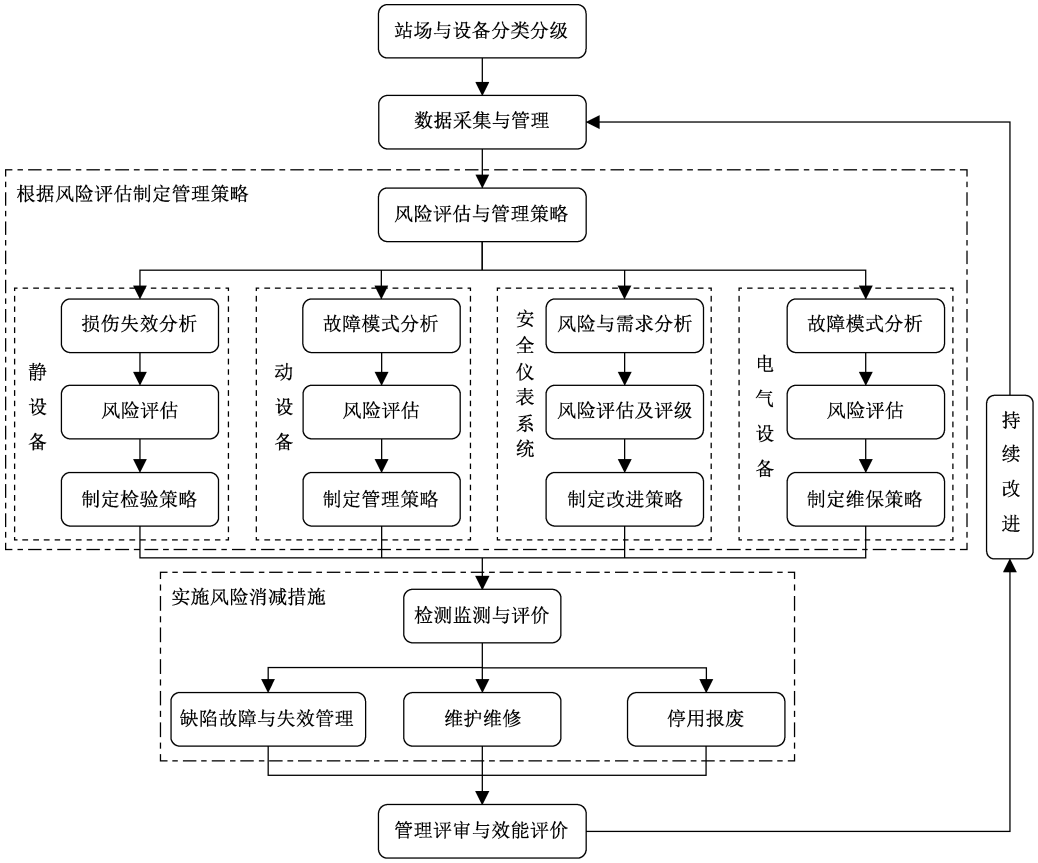

图 1　典型设备的完整性管理流程

4.3　站场与设备分类分级

4.3.1　站场分类分级

4.3.1.1　应根据压力管道站场在管道输送系统中的规模、工艺与设备复杂性、后果危害程度等划分站场类型(级别)为Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类站场。站场具体类型(级别)划分按照附录 A 执行。

4.3.1.2　按照站场类型确定设备完整性管理的项目与等级,3 种类型站场的设备完整性管理满足下列要求:

a)　Ⅰ类站场应具备完善的设备完整性管理体系并达到高水平管理要求,站场内设备实施最高级别的风险管理,包括 RBI、RCM、SIL 等具体技术的应用;

b)　Ⅱ类站场应具备完善的设备完整性管理体系并满足基本的管理要求,站场内设备实施定期检测与预防性维护相结合的策略,关键设备实施状态监测;

c)　Ⅲ类站场宜具备基本的设备完整性管理体系,可根据站场内设备管理需求,以定期巡检与预防性维护为主,可根据标准化检查表实施管理。

4.3.2　设备分类分级

4.3.2.1　压力管道站场设备应按照静设备、动设备、安全仪表及控制系统、电气设备等类型,进行分类管理。站场常用设备分类分级见附录 B。

4.3.2.2　站场内同一类型的设备,运营企业宜根据设备功能、重要程度、使用年限、维修复杂性、管理成

本等关键因素，制定统一的设备分级方法，区分关键设备、重要设备、一般设备，并对设备进行分级管理，见附录 B。

4.3.2.3 运营企业可根据站场改扩建、管理需求、设备使用及检修状况、设备风险水平等实际情况，动态调整管理等级。

5 数据采集与管理

5.1 数据采集原则

5.1.1 应根据设备完整性管理需求，制定数据采集标准，规范设备全生命周期各阶段数据采集项目、方式、标准化格式及其他要求。

5.1.2 设备数据来源包括设计、采购、安装、投产、运行、检验、维护、变更、停用报废等各个阶段，还包括周边社会环境信息、缺陷故障分析以及相关气象、地质、水文部门可提供的资料信息，以及可获得的行业站场历史数据和失效数据库等。

5.1.3 设备数据应执行源头采集原则，同期采集站场周边气象、地质、水文数据。设备发生变更时应及时进行数据更新。

5.1.4 采集数据应基于时间、空间位置、设备及部件编码等基准进行对齐。

5.1.5 数据采集工作结束后，应对所形成的数据资料进行必要的校验，确保数据的完整性、真实性和质量。

5.2 数据采集内容

5.2.1 设备完整性管理数据采集应包括但不限于下列内容：

a) 设备基本属性数据，包括设备台账、设计参数、介质、工艺参数等；
b) 设备设计、安装（含焊接、返修）数据，包括材料、设计文件及说明书、安装工艺文件、质量证明文件、焊接和热处理、质量检验、安装监督检验、竣工资料等数据和记录；
c) 设备投产运行数据和记录，包括设备使用登记、操作规程、工艺流程、介质、日常维护保养、日常检查等数据和记录；
d) 设备定期检验、异常情况数据，包括定期检验、检测监测与评价、电气设备的预防性试验、异常情况处理、改造与修理、耐压试验等报告和记录；
e) 设备停用报废数据；
f) 设备采购、备品备件（如有）、经济或环境等其他必要数据；
g) 其他必要数据。

5.2.2 建设阶段应重点采集设备属性数据、设计和安装数据等，运行阶段应重点采集投产运行数据、定期检验报告、维护维修记录、异常情况处理记录等，停用报废阶段应重点采集停用报废方案、废弃处置结果等。

5.2.3 无人值守站场宜通过远程监控中心进行数据采集与管理，通过部署视频、泄漏报警等智能传感器，利用远程监视和控制功能，自动生成站场生产运行、设备管理等数据报表。

5.2.4 数据采集与管理的质量要求包括但不限于下列内容：

a) 数据完整且应真实、可靠，保持最新版本并可追溯；
b) 各阶段的数据采集内容应满足完整性管理要求，建立起变化趋势的逻辑关联；
c) 数据采集、存储、更新等管理应按照标准化格式，便于信息化管理。

5.3 数据移交

5.3.1 建设单位应在设备投用前，将设备设计资料、安装施工记录、检验检测报告等前期资料和数据移交给运营企业，宜采用数字化交付。

5.3.2 移交方应确保移交设备数据的准确性、完整性，建设期数据应对齐整合，并建立数据间映射关联关系。

5.4 数据存储与更新

5.4.1 运营企业应建立统一的数据存储、维护、更新、共享等管理制度，制定设备数据标准化管理模板，采用规范化的数据库和信息平台管理数据。

5.4.2 站场设备结构化数据可建立三维实体数据模型，进行数据录入、存储与对齐；文档、图片、视频等非结构化数据的存储应建立文件清单，并保证提交数据与文件清单相一致，非结构化的数据宜与三维实体数据建立关联关系。

5.4.3 设备数据存储前应进行数据校验，剔除过期、来源错误、准确性或精度不满足要求的数据；存储后应进行数据有效性测试，保证数据的准确性和有效性。

5.4.4 设备数据更新应及时，并按照数据变更管理流程进行更新和信息标识，且宜保留历史数据。

5.4.5 运营企业应加强站场设备网络安全与功能安全。

6 风险评估与管理策略

6.1 一般要求

6.1.1 运营企业应持续识别设备全生命周期各个阶段的危害因素，分析设备损伤失效或故障模式及其主要影响因素，评估设备风险水平，通过检测监测与评价、维护维修等技术手段，控制设备风险在可接受范围内。

6.1.2 运营企业宜结合风险管理需求，定期开展风险评估与管理策略制定工作。

6.1.3 站场内关键设备应开展目标明确且针对性强的风险评估工作，形成设备风险管理清单，执行基于风险的管理策略；一般设备可从优化管理成本的角度，根据需要确定是否开展风险评估及优化管理策略。

6.1.4 实施风险评估工作的企业或第三方机构应具备相应能力，评估人员应经过专业培训。

6.2 风险管理策略

6.2.1 运营企业应将风险排查、风险评估、风险消减等活动纳入站场设备设计、安装、运行、停用报废的全生命周期各阶段，并实施风险闭环管理。

6.2.2 运营企业应将风险管理体系与具体技术方法紧密结合，根据站场及设备类型级别选用 RBI、RCM、HAZOP、LOPA、SIL、IOWs 等技术方法和评估工具实施风险管理。

6.2.3 站场设备风险水平应作为完整性管理计划制定、实施方案优化、风险管理决策、风险防控的依据，应根据风险评估结果及时更新设备风险信息，适时调整风险管理策略，动态管理设备风险。

6.2.4 运营企业宜对站场重大风险设备的风险消减与控制措施进行论证，并经审核批准后实施，风险消减与控制措施的实施应满足下列要求：

a) 措施的有效性和可靠性；

b) 是否使风险降低至可接受水平；

c) 是否会产生新的危险源或危险有害因素；
d) 是否已选定最佳的解决方案。

6.3 风险评估

6.3.1 危害因素识别

6.3.1.1 应根据站场设备的类型、结构、原理、工艺、运行状况及历史失效情况，制定设备危害因素识别清单，定期开展设备危害因素识别。

6.3.1.2 站场内压力管道、压力容器、储罐等按照 GB/T 30579 开展损伤和危害因素识别，重点识别静设备的主要损伤模式、机理、主要影响因素、易发生部位等。

6.3.1.3 站场内动设备、安全仪表系统、电气设备等按照 GB/T 7826、GB/T 21109(所有部分)开展危害因素识别，重点识别设备故障、功能失效、部件损坏失效等故障或失效模式、主要危害因素以及成因。

6.3.2 评估单元划分

6.3.2.1 静设备应结合站场工艺流程，根据设备规格材质、内外环境、运行参数及损伤模式等要素，以回路区段或部件划分评估单元。

6.3.2.2 动设备应根据设备结构形式及故障模式等要素，以部件组成划分评估单元。

6.3.2.3 SIS 和电气设备应根据安全保护功能、物理设备及空间区域等要素，以保护功能或工艺单元划分评估单元。

6.3.3 评估方法选择

6.3.3.1 运营企业应根据设备类型和评估目的来选择合适的风险评估方法。可根据 GB/T 27921 采用一种或多种风险评估方法进行失效可能性分析、失效后果计算和风险等级划分。

6.3.3.2 宜根据下列设备类型选择不同的方法进行风险评估：

a) 管道、容器、储罐等静设备及安全附件按照 GB/T 30579、GB/T 26610.1、GB/T 30578 进行风险评估；
b) 压缩机组、泵机组、风机等动设备按照 GB/T 7826 进行风险评估；
c) 站场工艺系统按照 GB/T 35320 优先采用 HAZOP 方法进行风险评估；
d) SIS 优先采用 HAZOP、LOPA 等方法进行风险评估，按照 GB/T 21109(所有部分)的要求进行 SIL 评级；
e) 电气设备可采用 GB/T 27921 中安全检查表、专家评分法等方法进行风险评估；
f) 站场功能单元区域危害范围评估可采用 AQ/T 3046 的 QRA 方法。

6.3.4 风险评估及等级划分

6.3.4.1 风险评估人员应根据最新收集的数据进行评估，且收集数据应能满足选用的评估方法及模型要求。

6.3.4.2 在站场设备完整性管理过程中，风险评估的主要应用场景包括但不限于：

a) 站场设备基于风险的检验、预知性维修等，制定检验维修策略；
b) 站场采用新工艺、新技术或工艺变更；
c) 站场风险识别与管控、腐蚀调查、隐患排查治理、事故或失效事件分析；
d) 站场设备完整性管理计划制定、风险防控措施有效性评估。

6.3.4.3 当发生下列情况之一时，应及时开展风险评估：

a) 设备重大维修改造、扩建或工艺流程重大变更；
b) 设备发生较大及以上事故、严重失效事件或排查发现重大隐患；
c) 设备检测监测或维护维修发现其风险水平显著上升；
d) 首次采用新技术、新工艺、新设施或新材料，且风险未知。

6.3.4.4 应按照风险评估结果对站场设备进行风险等级划分和排序，便于风险管理。

6.3.4.5 站场设备划分为下列4个风险等级，便于实施风险分级管控。

a) 重大风险(Ⅳ级，红色)：绝对不可接受。应采用工程、管理等专门措施立即处置，必要时停产整改，以确定将风险降低到容许范围内。
b) 较大风险(Ⅲ级，橙色)：不可接受。应列入整改计划，采用工程、管理等控制措施限期整改，加强监控。
c) 一般风险(Ⅱ级，黄色)：可接受但需关注。应纳入预防性维护计划，控制措施落实到位。
d) 低风险(Ⅰ级，蓝色)：可接受。不需要采取进一步措施降低风险。

6.3.4.6 设备风险可接受水平应由运营企业结合国家相关法规标准、行业同类设备平均风险水平，根据企业自身管理水平和所能承受的损失程度综合确定。

6.3.4.7 当设备风险水平超过可接受水平时，应及时采取相应的风险控制措施。

6.3.4.8 评估人员完成风险评估工作后，应及时出具评估报告，报告应至少包括下列内容：

a) 概述；
b) 评估方法；
c) 危害因素识别结果；
d) 风险评估结果；
e) 风险消减及控制措施建议。

7 检测监测与评价

7.1 一般要求

7.1.1 站场建设期应根据GB/T 51317、SY/T 4209的要求重点开展设备施工安装质量的检验与评价工作，站场运行期应根据设备风险评估结果定期开展针对性检测监测与评价工作。

7.1.2 应根据完整性管理计划制定详细的设备检测监测与评价实施方案，包括范围和对象、具体内容、选用方法、时间计划及质量控制等，实施方案应满足下列相关规定：

a) 检测监测实施方案符合国家法律法规、相关标准的规定，定期检验由具备相关专业资质的检验机构和检验人员实施，运营企业开展的定期自行检查由经过培训合格的人员实施；
b) 根据检测监测与评价结果，确定设备继续使用、降级使用、返修或更换等策略，并制定和实施纠正和预防措施；
c) 检测监测数据和评价结果及时归档保存和更新。

7.1.3 站场设备检测监测与评价工作应由设备、工艺、仪表、电气、腐蚀、安全等多专业人员协同完成，执行过程可根据风险等级优化工作频次与资源分配。

7.1.4 站场设备检测监测与评价工作包括日常检查、年(月)度检查、专项检测、定期检验、预防性试验、安全评价等工作，运营企业可根据设备类型分类实施。所有设备均应进行日常检查。

7.1.5 站场设备检测监测与评价选用的具体技术方法应结合设备类型、损伤/故障模式、检测项目及内容、技术方法适用性及实施成本等综合确定，宜采用新检测技术方法提升检测准确性和效率。

7.1.6 站场压力管道、压力容器、储罐、锅炉等设备使用达到设计年限，应委托有资质的检验机构开展

定期检验，必要时进行安全评估，并按照有关法规要求办理变更手续后，方可继续使用。

7.1.7 运营企业宜建立无人值守站场的设备物联感知平台，利用无人机、机器人、固定监控等新的检测监测技术方法，获取实时数据，通过大数据和模型分析，对设备状态、故障和工艺异常预报预警。

7.2 关键静设备检测监测与评价

7.2.1 周期

7.2.1.1 新建站场设备一般在投产 3 年内进行首次检验，后续检验周期应根据安全状况或 RBI 结果确定，站场关键设备定期检验周期见表 1。

表 1 站场关键静设备定期检验周期

设备名称	检验类型	检验周期	依据标准
压力管道	首次检验	3 年内	TSG 31、GB/T 37368
	定期检验	3～6 年	
	RBI	3～9 年	
压力容器	首次检验	3 年内	TSG 21、GB/T 26610.1
	定期检验	3～6 年	
	RBI	3～9 年	
常压储罐	首次开罐检验	10 年内	GB/T 30578、AQ 3063
	定期检验	4～6 年	
	RBI	3～12 年	
锅炉[a]	首次检验	1 年内	TSG 11、GB/T 42535
	外部检验	1 年	
	内部检验[b]	2 年	
	水压试验[c]	3 年	

[a] 锅炉外部检验是在其运行状态进行的检验，内部检验是在其停运状态下进行的检验，水(耐)压试验一般在锅炉内部检验完成后进行。

[b] 成套装置中的锅炉结合大修周期进行，每 3～6 年进行 1 次。

[c] 对锅炉安全状况有怀疑时应进行水压试验，因结构原因无法进行内部检验时应每 3 年进行 1 次水压试验。

7.2.1.2 站场静设备日常检查频次和内容根据运营企业巡检制度开展，年度检查每年实施 1 次，腐蚀、泄漏等专项检测可根据运营企业需要适时开展，并记录相关检测情况。

7.2.1.3 站场关键设备存在腐蚀加剧、材质劣化、故障增多等异常情况时，定期检验周期应适当缩短。

7.2.2 检测监测

7.2.2.1 站场静设备检测类型应包括运营企业开展的日常检查、年(月)度检查等定期自行检查和委托检验机构开展的定期检验。

7.2.2.2 站场内压力管道检测监测符合下列要求：

a) 站场内压力管道检测范围应包括管道组成件、支撑件、连接接头、机械安全联锁装置和仪表，定期检验内容按照附录 C 中 C.1、C.5 执行，运营企业定期自行检查参照相关法规标准和企业安全管理制度开展，至少应包括管道运行状况及安全附件的完好状况等；

b) 与站场外管道线路相连的站内埋地管道本体检测，优先选用内检测；

c) 站内其他埋地管道不具备内检测条件时，按照 GB/T 37368 进行检测；

d) 站内地上管道按照 TSG 31 的工业管道定期检验要求实施检测。

7.2.2.3 站场内压力容器检测监测符合下列要求：

a) 站场内压力容器检测范围应包括塔器、换热器等各类压力容器、装卸连接装置、安全附件及仪表，定期检验内容按照 C.2、C.5 执行，运营企业定期自行检查参照相关法规标准和企业安全管理制度开展，至少应包括压力容器的安全管理状况、本体运行状况、安全附件检查等；

b) 站场内压力容器按照 TSG 21 的定期检验要求实施检测；

c) 安全附件检验不合格的压力容器不准许投入使用。

7.2.2.4 站场内锅炉和加热炉检测监测符合下列要求：

a) 站场内锅炉检测范围应包括锅炉本体、锅炉范围内管道、安全附件和仪表、锅炉辅助设备及系统，定期检验内容按照 C.3、C.5 执行，运营企业定期自行检查参照相关法规标准和企业安全管理制度开展，至少应包括锅炉承压部件、燃气器、水封管等部件及安全附件和仪表、联锁保护装置的运行状况、安全管理状况，以及其他异常情况等；

b) 站场内锅炉按照 GB/T 42535 和 TSG 11 的定期检验要求实施内、外部检验及水压试验；

c) 站场内加热炉按照 C.4 的要求实施检测，燃油(气)加热炉效率测试和能耗监测指标按照 GB/T 34165 和 SY/T 6381 的要求执行，系统热效率累计运行 5 000 h 测试 1 次。

7.2.2.5 站场内储罐检测监测符合下列要求：

a) 站场内立式圆筒形钢质焊接储罐检验范围应包括储罐本体、安全附件和储罐接管的法兰盖、密封垫片及其紧固件，储罐本体的定期检验内容见附录 D 中 D.1，安全附件按照 C.5 执行，企业定期自行检查按照相关法规标准和企业安全管理制度开展，至少应包括储罐本体及安全附件、防火堤、仪表与联锁保护装置的运行状况以及其他异常情况等；

b) 站场内立式圆筒形钢质焊接储罐宜按照 GB/T 30578、AQ 3063 的要求实施检测；

c) 站场内球罐按照 TSG 21 的要求实施检测；

d) 站场内其他储罐按照 GB/T 37327 的要求实施检测。

7.2.2.6 站场内压力管道、压力容器、储罐、锅炉等承压类设备可以按照装置或系统作为整体，定期开展 RBI 工作。

7.2.2.7 站场设备存在下列情况的，增设适宜的监测技术方法：

a) 检测发现设备或局部位置存在与时间相关的损伤缺陷；

b) 设备或支撑结构存在变形、地基沉降、位移、振动等可能影响安全的情况；

c) 设备存在较高泄漏风险；

d) 设备存在持续跑热跑冷、保温效果不佳的情况；

e) 检测与评价人员认为的其他必要情况。

7.2.3 评价

7.2.3.1 根据站场设备检测监测与评价结果，按照 TSG 11、TSG 21、TSG 31 等相关安全技术规范与标准进行设备安全状况评定，并形成缺陷及问题处理意见。

7.2.3.2 站场静设备适用性评价包括但不限于下列内容：

a) 存在超标缺陷对设备安全有重大影响的，应根据缺陷性质、产生原因、发展情况等进行相应的强度校核、应力分析、稳定性评估、老化评估、适用性评价等；

b) 锅炉、加热炉等设备的能效评价，以及其他相关设备的功能可靠性、密封性、泄漏率等安全

评估。

7.2.3.3 服役时间超过 20 年或达到设计使用年限继续服役的站场关键静设备，宜开展延寿评估。

7.2.3.4 需要改造或修理的设备，按照改造或修理结果进行安全状况评定。

7.2.3.5 评价结论应根据设备安全状况明确使用状态，包括继续使用、监控使用、修复后使用、降参数使用、立即停用或更换，并出具报告。如果允许使用，应明确下一检验周期。

7.3 动设备可靠性检测监测与评价

7.3.1 检测监测

7.3.1.1 站场转动设备的检测监测符合下列要求：

a) 动设备范围应包括泵、压缩机、透平等设备及安全附件，动设备重点检测监测内容见 D.2，安全附件按照 C.5 执行；

b) 动设备的检测监测方式包括日常巡检、定期离线检测和在线监测，根据动设备故障模式和风险水平进行优化组合；

c) 动设备监测内容至少包括外观结构、机械状态、工艺性能、安全保护系统可靠性等，依据设备结构形式、部件重要度、运行环境、故障历史等因素，制定差异化的检测监测策略。

7.3.1.2 动设备检测监测系统或仪器的配置符合下列要求：

a) 硬件质量性能应符合国家或行业标准的要求，具备相应的检定/校准证书，在危险区域使用时应具备相应的防爆认证，定期进行检定校准；

b) 振动状态监测与诊断应符合 GB/T 19873(所有部分)的要求，有线监测宜选用加速度或速度传感器，无线监测可选用压电型、MEMS 型或组合型加速度传感器；

c) 数据采集系统宜支持数据存储、趋势分析、报警提示及标准接口输出。

7.3.1.3 动设备检测监测的测点布置与数据采集符合下列要求。

a) 测点布置应依据设备结构、故障模式及评价需求确定，覆盖设备关键部位。泵机组监测应符合 GB/T 29531 要求，压缩机组监测应符合 GB/T 7777 要求，透平类机组可视情开展动叶片在线监测。

b) 数据采集频率与存储周期应根据设备运行特点确定，监测数据应及时归档，支持历史追溯与趋势分析。

c) 当实测振动值超标且怀疑受背景振动干扰时，应停机测量以评估环境影响。若停机状态下的振动值超过运行时振动值的 25%，应采取必要措施减小环境振动干扰。

7.3.2 评价

7.3.2.1 站场动设备宜根据检测监测数据评价其运行状态、可靠性及剩余寿命，包括但不限于下列内容：

a) 设备健康状态等级；

b) 故障模式与风险等级；

c) 关键部件磨损、腐蚀、裂纹等缺陷情况；

d) 密封系统泄漏风险；

e) 润滑系统有效性；

f) 安全保护系统可靠性；

g) 能效与运行经济性。

7.3.2.2 站场动设备可靠性评价方法宜根据评价对象和内容综合选择，包括基于数据的趋势分析与阈

值比对、FMEA、FTA、可靠性统计分析、剩余寿命预测模型等，评价过程应结合定性判断与定量分析，必要时可引入专家评估或第三方诊断。

7.3.2.3 评价参数宜结合设备类型与监测数据，包括但不限于下列内容。

a) 评价参数选择：

1) 振动类：振动总值、频谱特征、轴心轨迹、相位等；

2) 温度类：轴承温升、温差、热点分布等；

3) 声纹类：声强、声压级、频谱特征等；

4) 工艺类：压力波动、流量偏差、效率衰减等；

5) 润滑类：油品理化指标、磨损颗粒浓度、污染度等级等；

6) 可靠性类：MTBF、可用率、故障频率等。

b) 参数阈值确定：根据设备设计、运行历史及行业经验动态调整。

7.4 安全仪表系统检测监测与评价

7.4.1 检测监测

7.4.1.1 站场内 SIS 的检测监测符合下列要求：

a) SIS 检测范围应包括检测元件、逻辑控制单元、执行元件及辅助操作设施，重点检测监测内容见 D.3；

b) SIS 检测方式包括外观检查，仪表检定校验，供电、接地、密封等专项检测与功能测试；

c) 输油气管道站场的 SIS 的设计与检测应符合 SY/T 6966 的要求。

7.4.1.2 自动化仪表应按规定进行检定，属于强制检定范围的仪表及计量器具应按照国家相关要求进行检定，其他仪表可根据实际情况自行检定、送检或委托有资质的计量检定机构进行检定。

7.4.1.3 运营企业应结合仪表使用要求、仪表性能、使用频率和适用环境合理确定检定周期，周期确定遵循下列要求：

a) 强制检定和重要参数测量仪表的检定应执行检定规程；

b) 非强制检定且性能稳定可靠的仪表，其检定周期可适当放宽；

c) 不可拆卸仪表的检定周期宜定为一次性；

d) 常用测量仪表的检定周期应执行 SY/T 6069 的有关要求。

7.4.1.4 已配备 SIS 的站场，运营企业应编制 SIS 功能测试程序，周期性测试 SIS 及各项安全联锁逻辑的可靠性。每年宜对 SIS 进行一次实际或模拟功能测试，并符合 GB/T 20438.2 的要求。

7.4.2 评价

7.4.2.1 安全仪表及控制系统评价的核心为功能安全与测量控制的准确性、可靠性。具有联锁保护功能的安全仪表系统采用 SIL 评价方法实施管理时，应确定安全联锁功能的需求等级并进行符合性验证，且应建立测试计划及制定改进措施，评价方法可参考执行 GB/T 32202 和 GB/T 21109(所有部分)的要求。

7.4.2.2 运营企业应确定所需安全联锁功能及安全仪表系统在全生命周期各个阶段的安全完整性等级要求，并制定适当的措施计划以确保安全仪表系统能满足要求。

7.4.2.3 运营企业应通过复审、分析、测试等方法，确定安全联锁功能及安全仪表系统的执行或输出能够满足站场设备安全完整性等级要求。

7.5 电气设备检测监测与评价

7.5.1 检测监测

7.5.1.1 站场内电气设备的检测监测符合下列要求：

a) 电气设备检测范围应包括电力变压器、高压开关设备、低压成套开关及控制设备、电力电缆与线路、继电保护与自动装置、防雷与接地系统等，重点检测监测内容见 D.4；

b) 电气设备检测方式包括日常巡检、定期检测、预防性试验和状态监测等，检测人员应有相应专用知识和能力，配备必要的检测监测仪器和工具；

c) 输油气管道站场的电气设备检测监测应符合 SY/T 6325 的要求。

7.5.1.2 电气设备的防爆检查符合下列要求。

a) 检查等级分为目视检查、一般检查和详细检查。目视检查和一般检查可在设备带电时进行，详细检查一般要求在设备断电情况下进行。

b) 具有一种以上防爆型式的电气设备，检查等级和检查项目宜采用组合形式。

c) 应由专业人员进行定期检查，检查等级和时间间隔应根据设备类型、设备保护级别要求、影响损坏程度的因素、以往检查结果等综合确定，可通过设备临时抽样检查，以验证时间间隔和检查等级的合理性。时间间隔不应超过 3 年。

7.5.1.3 电气设备的防雷防静电检测符合下列要求。

a) 检测内容应包括接闪器、引下线、防雷接地装置、等电位连接设施、雷击电磁屏蔽装置、电涌保护器、防静电接地装置等。

b) 分为综合检测和定期检测。综合检测适用于防雷装置及防静电接地装置施工过程中的检测和投用后的首次检测，定期检测按规定周期实施，一般周期间隔不超过半年。

c) 雷击频发地区重要爆炸和火灾危险环境中的防雷装置及防静电接地装置宜增加检测次数。

d) 防雷防静电检测应符合 GB 50650、SH 3097 的相关要求。

7.5.1.4 电气设备的预防性试验符合下列要求：

a) 设备预防性试验执行 DL/T 596 的要求，继电保护试验执行 DL/T 995 的要求；

b) 应对试验结果进行综合分析，根据变化规律和趋势做出评判。

7.5.2 评价

7.5.2.1 站场电气设备评价可采用规范性评估、健康状态评估、系统安全可靠性评价等方法，评价方法宜结合评价对象和内容综合选择。

7.5.2.2 站场变压器、开关柜等关键电气设备宜建立健康指标体系，结合定期检测和状态监测，量化评估设备的健康状态。

7.5.2.3 宜根据风险评估和检测监测结果，结合站场大修周期，对电气设备整体进行系统可靠性评价，以支持设备修理和更新改造。

8 维护维修

8.1 一般要求

8.1.1 站场设备应制定维护维修计划，以及事故应急抢修和上报程序。

8.1.2 应根据站场设备重要性和失效故障模式，实施维护维修分类策略，包括日常维护保养、基于状态的预知性维护、定期检修、RCM、事后维修、更新改造等活动。

8.1.3 站场设备维护维修应遵循下列原则：

a) 以预防性维护为主，定期开展预知维修；

b) 实施分级管理策略，差异化配置维护维修资源；

c) 维护维修闭环管理，注重人员技能培养；

d) 注重过程数据采集分析，优化维护维修策略与周期；

e) 控制维修施工质量，确保安全风险控制措施有效。

8.1.4 站场设备设施维护维修满足下列要求：

a) 采用计划检修和状态检修相结合的检修策略；

b) 检修周期应根据设备运行情况和检测评价结果进行动态调整；

c) 设备维护维修工作外委的单位应具备相关资质或能力，维护维修过程应有记录。

8.1.5 运营企业应根据站场设备检修、更新改造、改扩建等实际情况，动态调整设备管理级别。

8.1.6 运营企业应建立站场关键设备与重要设备的健康档案，记录设备失效或故障、历次检查、维护维修及更换部件等信息，实现全生命周期可追溯管理。

8.2 设备维护保养

8.2.1 根据风险评估、检测监测与评价等结果，结合相关管理规定，制定日常维护保养方案，明确维护保养的内容、频次、重点部位及技术要求，高风险的关键设备应作为维护保养重点。

8.2.2 严格落实设备维护保养制度，结合定期自行检查，做好设备清洁、润滑、调整、紧固、防腐等日常工作，巡护中发现的异常和变化应及时记录和上报，并跟踪处理结果。

8.3 设备修理

8.3.1 站场关键设备宜采取基于状态的预防性维护或 RCM，重要设备采取定期维护与故障维修相结合的方式，一般设备以事后维修为主。

8.3.2 检测监测与评价结果要求处理的设备缺陷或故障，在无法通过维护保养措施将风险降至可接受水平时，运营企业应制定修理方案并立即修复。

8.3.3 设备缺陷或故障修理期间，宜采取物理隔离、降低工艺运行参数、在线检测监测、应急预案等有效的降风险措施。

8.3.4 设备修理应明确作业范围，规范作业许可，确保设备修理过程作业安全。

8.3.5 设备不具备立即修复条件时，应采取临时防护处理措施，并在条件具备时及时永久修复。

8.3.6 固定式压力容器修理应符合 TSG 21、GB/T 42606 的要求，压力管道修理应符合 TSG 31、GB/T 36701 的要求，立式圆筒形钢制焊接储罐修理应符合 SY/T 5921 的要求。

8.3.7 动设备大修周期和内容宜符合生产厂家的规定。进口设备大修周期无法按厂家规定执行时，可结合评价结果调整。

8.4 设备更新改造

8.4.1 运营企业应结合下列条件评判设备更新或改造的必要性：

a) 使用年限已满，且不能继续使用，无修复价值的；

b) 因生产条件改变，已丧失原有使用价值的；

c) 使用年限未满，但缺乏配件无法修复使用的；

d) 主要部件损毁，无修复使用价值的；

e) 因技术落后淘汰的；

f) 存在安全重大隐患，无法修复的；

g) 经论证，修理后技术性能仍不能满足生产要求的。

8.4.2 设备更新或改造实施前应进行作业风险分析评估，并制定风险管控措施和应急预案。

8.4.3 设备更新或改造应建立申请、审批、实施、试运投用、验收的闭环管理流程。

8.4.4 设备改造后用途、功能、工艺等发生变化时，应办理变更管理程序，修订相关操作和维护维修规程。

8.4.5 实施更新或改造时所选用材料、规格、技术等应符合相关规范标准要求。

9 停用报废

9.1 设备停用

9.1.1 运营企业应建立设备停用管理程序，制定停用设备处置方案，停用后更新设备台账，保证设备停用期间状况和风险受控。

9.1.2 停用设备需要工艺安全处理时，应满足下列要求：

a) 执行能量隔离，包括断电、上锁挂签、拆卸传动部件等；

b) 执行介质隔离与清空，包括关闭阀门、加装盲板、排净内部物料并进行清洗置换，达到动火或进入受限空间标准等；

c) 含有毒、有害、易燃易爆介质的设备，应彻底处理并检测合格。

9.1.3 停用设备需封存管理时，封存措施包括但不限于下列内容：

a) 根据设备类型、材质和内部环境，采取干燥、充氮保护或涂抹防腐剂等防腐处理；

b) 实施封存期维护计划，定期维护，检查压力、相对湿度、涂层状况等，并做好记录；

c) 与在用系统进行物理隔离，防止误操作。

9.1.4 站场内属于特种设备的停用、重新启用、报废，应符合 TSG 08 的相关要求。

9.1.5 设备的停用或重新启用前应开展风险评估。

9.2 设备报废

9.2.1 设备存在下列情况之一时，运营企业应评判设备报废的必要性：

a) 国家明令按期淘汰的；

b) 已达到规定使用年限，达不到工艺最低要求，无修复价值的；

c) 长期服役设备性能下降，修理虽能恢复性能，但经济上不如更新的；

d) 因意外灾害或重大事故受到严重损害，且无法修复使用的；

e) 继续使用将污染环境，引发人身安全事故或危害健康的；

f) 因技术改造和更新改造替换下来的，且无修复利用价值的；

g) 属于特种设备，经检验机构判定为不准许继续使用的。

9.2.2 运营企业应建立设备报废管理程序，建立报废设备台账。

9.2.3 设备报废前，宜经过专业技术、安全性、经济性等必要技术鉴定，并制定相应的设备报废处置方案。

9.2.4 报废设备处置应遵循安全环保、合法合规、效益最大化的原则。根据设备类型和环境要求，合理选择处置方式，优先考虑整机或部件在企业内部进行再利用，其次考虑拆解回收或交由有资质的厂商进行环保处置。

9.2.5 报废设备的废弃处置作业，应满足施工安全、环境保护和人员健康的基本要求。

9.2.6 设备报废与处置过程应全程记录，妥善保存相关文件，更新报废设备台账。

10 缺陷故障与失效管理

10.1 一般要求

10.1.1 运营企业应建立设备缺陷或故障管理程序、失效管理程序，开展必要的失效事件或事故调查分析，确定在役设备失效的根本原因和直接原因，提出针对性防控策略。

10.1.2 设备缺陷与失效管理包括但不限于下列内容：

a) 失效前，设备存在的缺陷或故障管控，以及预防措施制定实施；

b) 失效后，设备失效事件或事故调查、分析和纠正措施制定实施。

10.2 缺陷故障与失效数据库建立

10.2.1 运营企业应建立设备缺陷或故障、失效事件或事故信息数据库，对缺陷与失效数据进行动态管理，定期统计分析缺陷与失效类型占比和变化趋势，为完整性管理提供基础数据。

10.2.2 缺陷故障与失效信息收集应建立统一的标准，包括缺陷故障类型、失效模式、等级划分、成因及机理、后果及预防措施等。

10.2.3 应建立设备缺陷与失效信息互通与响应机制，实现相关信息的可追溯。

10.3 失效原因分析

10.3.1 发生设备失效事件或事故后，运营企业应组织专业人员或外部专业机构专家进行信息收集与分析调查，确定失效事件发生的原因。

10.3.2 设备失效原因分析宜结合必要的试验测试工作。

10.3.3 运营企业应依据设备失效原因和分析结果，查找管理不足并加以改进，以及进行必要的完整性管理方案修订。

10.4 纠正与预防措施

10.4.1 设备缺陷故障与失效应制定纠正与预防措施，并分级处理。措施实施前，应对拟采取的措施进行风险评估，建立纠正与预防性措施的保障程序，包括措施有效性跟踪、监控和实施结果评价。

10.4.2 纠正与预防措施的实施至少应明确措施合规性、进度控制和责任、所涉及部门间的协调沟通机制、审查评价机制。

10.4.3 应定期分析设备缺陷故障与失效的原因、影响因素和过程，从完整性管理、应急管理、人员资质及培训、承包商等方面分析查找管理制度和管理活动中存在的偏差或不足。

11 管理评审与效能评价

11.1 一般要求

11.1.1 运营企业应结合站场工作制度和管理要求，建立设备管理评审与效能评价的工作程序、评审内容、实施过程与结果管理等，推动完整性管理活动的持续改进。

11.1.2 管理评审与效能评价的指标应最大限度遵循 SMART 原则。

11.2 管理评审

11.2.1 管理评审可采用内部评审或外部评审方式，发现并改进管理存在的不足，运营企业根据实际管

理情况确定评审周期。内部评审宜不少于每年一次。

11.2.2 管理评审应包含但不限于下列内容：

a) 完整性管理活动与企业管理文件符合情况；
b) 完整性管理的相关活动按照体系文件、实施方案的实现程度；
c) 完整性管理流程、程序、技术方法等要素合规性；
d) 各要素制定与落实情况；
e) 完整性管理工作的资源保障；
f) 从事相关工作人员的培训与取证情况；
g) 风险评估、检测监测与评价的结果，以及整改措施跟踪情况；
h) 重大变更情况；
i) 新技术、新方法的应用，法律法规、标准、相关规定的变化等。

11.2.3 管理评审活动结束后应出具评审报告，报告宜包括但不限于下列内容：

a) 基本情况概述；
b) 评审目标与范围；
c) 评审的策划与组织；
d) 管理评审指标体系；
e) 管理评审结果；
f) 持续改进的建议或要求。

11.3 效能评价

11.3.1 应定期开展效能评价以确定设备完整性管理的有效性，可采用指标评价等方法。

11.3.2 应设置设备完整性管理的 KPI，包括但不限于设备完整性管理覆盖率、风险控制效果、缺陷修复及管理经济性等维度，且应根据管理层级和关注重点分级设置。

11.3.3 效能评价结束后，应出具评价报告，报告要根据评价结果提出持续改进措施建议。

11.4 持续改进

11.4.1 应根据管理评审和效能评价发现的问题或不符合项，制定纠正或整改措施，并跟踪和验证。

11.4.2 应定期系统归纳与总结需持续改进的内容，优化完整性管理策略。

12 设备完整性管理体系

12.1 一般要求

12.1.1 运营企业应建立、实施、保持和持续改进站场设备完整性管理体系，明确完整性管理目标，确立组织机构及职责与权限，建立文件体系、流程标准等管理制度，并提供人员、技术、资金等资源保障。站场设备完整性管理体系、管理技术、信息化建设三个方面应协同发展，相互促进。

12.1.2 站场设备的管理体系建设与实施应遵循下列原则：

a) 符合国家法律法规、标准规范的相关要求；
b) 坚持安全第一、预防为主，确保设备安全可靠运行；
c) 遵循 PDCA 循环，体现设备设施完整性管理体系不断完善、持续改进的理念；
d) 涵盖设备全生命周期管理活动，按附录 E 融合设备完整性管理要素，具有可操作性；
e) 以信息智能化技术推动完整性体系规范化运行。

12.2 建设与实施

12.2.1 站场设备完整性管理体系应实施全过程运行控制和闭环管理，确保各要素的有效实施和持续改进。

12.2.2 站场设备完整性管理体系建立与实施按照下列流程：

a) 前期准备：成立完整性管理体系建设组织机构；

b) 初始状态评估：明确完整性管理现状和需要改进的部分，宜包括现场评估、制度梳理、人员培训和现状评审等；

c) 整体策划：策划关键要素，提出体系文件目录及编制原则，制定风险管理程序等；

d) 体系文件建立与完善：按照确定的体系文件架构开展体系文件梳理分析、编写与审查；

e) 体系文件实施：制定完整性管理体系运行机制，体系发布运行、培训，建立绩效评价指标；

f) 管理评审与持续改进：绩效评价与管理评审，体系完善与持续改进。

12.3 管理体系文件

12.3.1 设备完整性管理体系文件宜按照三级架构划分为管理手册、程序文件、作业文件。

12.3.2 应基于设备管理业务流程和技术方法，编制技术内容和相关要求。

a) 管理手册是管理体系整体信息的纲领性文件，用于规定设备管理承诺和方针、管理范围、目标和计划、组织机构与岗位职责、资源等内容。

b) 程序文件是管理手册的支持性文件，用于细化体系各要素内容，明确各职能部门职责、权限与工作流程，指导各职能部门完成设备管理目标和计划，应具有可操作性和可检查性。

c) 作业文件是对管理手册、程序文件的具体业务流程和管理标准的详细规定。应针对特定的某项设备管理活动、技术活动，详细说明其管理具体要求和规范，指导该活动的具体操作。

附 录 A
（规范性）
站场类型（级别）划分

A.1 下列符号适用于本附录。

P ——长输管道的输送压力，单位为兆帕（MPa）。

Q_1 ——输气管道的设计输送量，单位为立方米每天（m^3/d）。

Q_2 ——输油管道的设计输送量，单位为吨每年（t/a）。

V_1 ——储气库的有效库容，单位为立方米（m^3）。

V_2 ——油库的总容量，单位为立方米（m^3）。

A ——热力站的供热面积，单位为立方米（m^2）。

A.2 根据站场类型（级别）制定针对性的完整性管理原则和具体技术方法应用策略，明确风险可接受性，合理配置资源、管控风险。

A.3 站场类型（级别）划分的核心原则为兼顾站场规模、复杂程度与危害程度，包括但不限于：

a） 站场规模，包括管道输送压力/流量，或日处理量、储罐/库总容量等处理能力；

b） 复杂程度，涵盖工艺环节数量、设备种类、自动化水平及系统集成度；

c） 危害程度，考虑介质特性（毒性、可燃性、爆炸性）、操作压力/温度、及事故可能对人员、环境、社会造成的影响。

A.4 压力管道站场类型划分为Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类站场，见表 A.1。

表 A.1 压力管道站场类型（级别）划分

管道系统类型	Ⅰ类站场	Ⅱ类站场	Ⅲ类站场
功能特征	达到一定储（输）量、处理能力或运行压力，具有处理工艺功能，具有较大危险程度	主要功能为加温、增压、调压等	以过滤、分输计量为主
a） 输油气管道站场[a]			
长输管道站场	首站、末站、关键加压站或泵站（$P \geqslant 10$ MPa 或 $Q_1 \geqslant 1\,000\times10^4$ m^3/d 或 $Q_2 \geqslant 1\,000\times10^4$ t/a）	加压站、泵站、加热站等中间站（4 MPa$\leqslant P<10$ MPa 或 300×10^4 $m^3/d \leqslant Q_1 < 1\,000\times10^4$ m^3/d 或 300×10^4 t/a$\leqslant Q_2 < 1\,000\times10^4$ t/a）	清管站、计量站、分输站、减压站等（$P<4$ MPa 或 $Q_1 < 300\times10^4$ m^3/d 或 $Q_2 < 300\times10^4$ t/a）
油气田集输管道站场	a） 油田：集中处理站、伴生气处理站、矿场油库； b） 气田：处理/净化厂、天然气凝液回收工厂、储气库集注站等	a） 油田：脱硫/脱水站、原稳站、转油站、放水站、配制站、注入站、污水处理站等； b） 气田：增压站、气田水处理回注站等	a） 油田：计量站、阀组间、配水间等； b） 气田：集气站、脱水站、计量站、采气井站等

表 A.1 压力管道站场类型(级别)划分(续)

管道系统类型	Ⅰ类站场	Ⅱ类站场	Ⅲ类站场
LNG 接收、供应站场	LNG 接收站、液化天然气储配站、天然气液化厂	LNG 独立供应站	—
储气库[b]	大型储气库($V_1 \geqslant 3 \times 10^3$ m^3)	中型储气库(1×10^3 m$^3 \leqslant V_1 < 3 \times 10^3$ m^3),集注站(集注压缩机)	小型储气库($V_1 < 1 \times 10^3$ m^3),注/采气井厂
油库[c]	国家级储备库和区域油库($V_2 \geqslant 3 \times 10^4$ m^3)	企业附属油库或分销油库(1×10^4 m$^3 \leqslant V_2 < 3 \times 10^4$ m^3)	小型油库($V_2 < 1 \times 10^4$ m^3)、站场附属库
b) 城镇燃气站场			
城镇燃气输配站场[d]	门站(不可停输)、储配站	门站(可停输)	—
液化石油气(LPG)供应站场	储存站、储配站和灌装站、气化站(瓶组气化站除外)、混气站	瓶组气化站	—
液化天然气(LNG)供应站场	气化站(瓶组气化站除外)、储配站、调峰供气站	瓶组气化站	—
压缩天然气(CNG)供应站场	储配站、加气站	瓶组供气站	—
c) 热力站场			
热力管道站场	超大型热力站($A > 2 \times 10^5$ m^2)	大型热力站(1×10^5 m$^2 < A \leqslant 2 \times 10^5$ m^2)	中、小型热力站($A \leqslant 1 \times 10^5$ m^2)

[a] 输送其他化学品的管道站场,可参考输油气管道站场进行类型(级别)划分。

[b] 储气库地下气藏腔室、井场井下设备不在设备范围。

[c] 油库指用于收发或储存原油、成品油及其他易燃可燃液体化学品的站库,包括石油储备库、区域油库、附属油库或分销油库、机场油库及供油管道站场等。

[d] 城镇燃气输配系统中不同压力级别管道之间连接的调压站、调压箱(或柜)、调压装置按照线路附属设施实施完整性管理。其中,调压站(高压、次高压)、调压站(中压)也可分别按Ⅱ类站场、Ⅲ类站场进行完整性管理。

A.5 具有多个功能的站场,根据其各独立功能进行类型(级别)划分,取其最高级别作为站场的最终类型(级别)。

A.6 站场运行期间存在改扩建、更新改造、重大修改等活动时,运营企业可根据实际情况,对站场类型(级别)进行升级管理。

附 录 B
（资料性）
站场常用设备的分类分级

B.1 站场设备分类

压力管道站场常用设备的分类见表 B.1。

表 B.1 压力管道站场常用设备分类

对象	种类	类别	品种
静设备（部件）	管道类	长输管道	GA1 输油管道
			GA1 输气管道
			GA2 输油管道
			GA2 输气管道
		工业管道	GC1 工艺管道
			GC2 工艺管道
			GC2 制冷管道
			GCD 动力管道
		燃气管道	GB1 燃气管道
		热力管道	GB2 热力管道
		元件或元件组合装置	收球系统
			发球系统
			装车撬
			调压撬
			卸料臂
			补偿器
			其他组合装置
		其他管道	汇管
			放空立管
			小径管/小接管
			旋转接头
		安全附件	绝缘接头
			安全阀
			爆破片
			紧急切断阀
			阻火器
		其他管道设施	其他管道

表 B.1　压力管道站场常用设备分类（续）

对象	种类	类别	品种
静设备（部件）	容器类	存储容器类	储存压力容器
			球罐
			常压储罐
			低温储罐
			其他罐
		反应容器类	反应釜
			干燥塔
			板式塔
			填料塔
			混合结构塔
			焦炭塔
			冷却塔
			造粒塔
			氧化塔
		分类容器类	分离器
			干燥器
			反渗透膜组件
			多介质过滤器
			板式过滤器
			自动反冲洗过滤器
			全自动水处理设备
			移动式格栅清污机
		换热容器类	U 型管式换热器
			固定管板式换热器
			绕管式换热器
			套管式换热器
			板翅式换热器
			管翅式换热器
			水浸式换热器
			IFV
			空冷管
			空温式气化器
		火炬	地面火炬
			高空火炬

表 B.1　压力管道站场常用设备分类（续）

对象	种类	类别	品种
静设备（部件）	容器类	气瓶	无缝气瓶
			焊接气瓶
			特种气瓶
	锅炉类	承压锅炉	承压热水锅炉
			承压蒸汽锅炉
		有机热载体锅炉	有机热载体气相炉
			有机热载体液相炉
	阀门类	阀门	采气树
			闸阀
			截止阀
			蝶阀
			球阀
			旋塞阀
			止回阀
			减压阀
			疏水阀
			隔膜阀
动设备（部件）	泵类	离心泵	单级泵
			多级泵
		混流泵	气动注脂泵
			空气呼吸打压泵
		轴流泵	消防水泵
		往复泵	活塞（或柱塞）泵
			隔膜泵
		回转泵	齿轮泵
		其他泵	自吸泵
	压缩机类	往复式压缩机	活塞式压缩机
			冲程型往复式压缩机
		离心式压缩机	—
		螺杆式压缩机	螺杆空气压缩机
		其他压缩机	橇装式空压机
	风机制冷类	轴流风机	防爆轴流式通风机
		其他风机	低噪声回旋式鼓风机
		制冷机	螺杆式制冷机
	旋转连接类	旋转部件	旋转接头
			驱动轮
		连接部件	快速连接器（卸料臂）
			紧急脱离装置（卸料臂）

表 B.1　压力管道站场常用设备分类（续）

对象	种类	类别	品种
安全仪表及控制系统	安全仪表类	温度仪表	热电偶
			热电阻
			温度变送器
			其他温度仪表
		压力仪表	压力(压差)开关
			压力(差压)变送器
			电接点压力表
		流量仪表	节流元件(限流孔板)
			差压式流量计(孔板阀)
			超声波流量计
			质量流量计
			涡街(旋涡)流量计
			涡轮流量计
			电磁流量计
			转子流量计
			阿纽巴流量计
			靶式流量计
			旋进涡流流量计
		液位仪表	雷达液位计
			超声波液位计
			伺服液位计
			差压式液位计
			浮筒液位计
			磁浮式液位计
		在线分析仪表	总硫分析仪
			烟气分析仪
			pH 计
			电导仪
			气相色谱仪
			水露点分析仪
			烃露点分析仪
			非甲烷总烃分析仪
			硫化氢分析仪
		报警装置	有毒气体报警仪表

表 B.1　压力管道站场常用设备分类（续）

对象	种类	类别	品种
安全仪表及控制系统	安全仪表类	报警装置	可燃气体报警仪表
			火灾报警器
		其他仪表/传感器	转速检测传感器
			振动检测传感器
			位移检测传感器
			液位温度密度一体化变送器
	工业控制系统类	过程计算机系统	DCS
			SIS(含 ESD)
			PLC
			SCADA 系统
			设备状态监测系统
			视频监控系统
			GDS
			FAS/FCS
			机组工控系统
电气设备	输变电类	变压器	油浸变压器
			干式变压器
		互感器(柜外)	电压互感器
			电流互感器
		避雷器(柜外)	站内避雷器
		电抗器	电抗器
		电力电缆	动力电缆
			控制电缆
		电力电容器(柜/屏)	补偿电容器(柜/屏)
			滤波电容器(柜/屏)
		高压断路器(柜外)	补偿电容器(柜/屏)
			滤波电容器(柜/屏)
			补偿电容器(柜/屏)
			滤波电容器(柜/屏)
		开关	高压隔离开关
			负荷开关
		开关柜	高压开关柜
			中压开关柜
			低压开关柜/盘

表 B.1　压力管道站场常用设备分类（续）

对象	种类	类别	品种
电气设备	输变电类	控制柜	故障录波器
			消弧线圈
			小电流接地选线
			测控柜
			电动机软启动装置
			PLC 控制柜
			其他电气控制柜
		电子屏幕	电度表屏
			变送器屏
		电源设备	直流电源
			UPS 设备
			蓄电池组
			其他电源设备
		电加热器	燃料气电加热器
		熔断器（柜外）	高压熔断器（柜外）
			低压熔断器（柜外）
		保护及安全自动装置	微机保护装置
			电磁保护装置
			安全自动装置
		电气监控系统	电气监控系统
		变频器	低压变频器
	电机回路类	电动机	交流电动机
			异步电动机
			直流电动机
			其他电动机
注：表中未列出的设备可参考相近设备类型执行。			

B.2　站场设备分级

B.2.1　设备分级是完整性管理工作基础，运营企业可采用指标评估、专家论证等方法进行设备分级。

B.2.2　采用指标评估法对站场内同一类型设备进行分级时，重点关注但不限于下列因素：

a）　设备重要性；

b） 使用年限；
c） 设备设计和生产制造成熟度；
d） 设备结构及复杂程度；
e） 设备使用率或备用情况；
f） 设备可维修性或维修复杂程度；
g） 设备失效及故障率；
h） 后果危害性。

B.2.3 基于指标评估法的站场常见设备分级评估见表 B.2，将设备分级为关键设备、重要设备和一般设备。

表 B.2 基于指标评估法的站场常见设备分级表

编号（k）	设备种类	关键因素（F_i^k）	参数标准化与归一化处理	因素权重（w_i^k）	设备分级评估（C^k）	设备等级划分
1	压力管道、压力容器等承压类设备	a） 生产重要性（F_1^1） b） 自身重要性（F_2^1） c） 介质危害性（F_3^1） d） 结构形式（F_4^1） e） 使用年限（F_5^1） f） 可维修性（F_6^1）	$\overline{F}_i^1$	w_i^1	$C^1=\sum_{i=1}^{n}\overline{F}_i^1\times w_i^1$	关键设备： $C^1\geqslant 0.8$ 重要设备： $0.5\leqslant C^1<0.8$ 一般设备： $C^1<0.5$
2	常压储罐类设备	a） 生产重要性（F_1^2） b） 使用年限（F_2^2） c） 介质危害性（F_3^2） d） 结构形式（F_4^2） e） 容积（F_5^2） f） 环保重要性（F_6^2）	$\overline{F}_i^2$	w_i^2	$C^2=\sum_{i=1}^{6}\overline{F}_i^2\times w_i^2$	关键设备： $C^2\geqslant 0.8$ 重要设备： $0.5\leqslant C^2<0.8$ 一般设备： $C^2<0.5$
3	泵、压缩机、风机等转动类设备	a） 生产重要性（F_1^3） b） 备用率（F_2^3） c） 介质危害性（F_3^3） d） 设计成熟性（F_4^3） e） 维修复杂性（F_5^3） f） 维修费用（F_6^3） g） 额定功率（F_7^3） h） 匹配性系数（F_8^3）	$\overline{F}_i^3$	w_i^3	$C^3=\sum_{i=1}^{8}\overline{F}_i^3\times w_i^3$	关键设备： $C^3\geqslant 0.8$ 重要设备： $0.5\leqslant C^3<0.8$ 一般设备： $C^3<0.5$
4	仪表、工业控制系统类设备	a） 安全环保因素（F_1^4） b） 生产因素（F_2^4） c） 装置重要性（F_3^4） d） 自身重要性（F_4^4） e） 设备故障裕度（F_5^4） f） 仪表的精度（F_6^4）	$\overline{F}_i^4$	w_i^4	$C^4=\sum_{i=1}^{6}\overline{F}_i^4\times w_i^4$	关键设备： $C^4\geqslant 0.8$ 重要设备： $0.5\leqslant C^4<0.8$ 一般设备： $C^4<0.5$

表 B.2　基于指标评估法的站场常见设备分级表（续）

编号（k）	设备种类	关键因素（F_i^k）	参数标准化与归一化处理	因素权重（w_i^k）	设备分级评估（C^k）	设备等级划分
5	电气类设备	a）　电压等级（F_1^5） b）　区域重要性（F_2^5） c）　装置同类性（F_3^5） d）　使用率（F_4^5） e）　环境影响（F_5^5） f）　电源回路数（F_6^5）	$\overline{F}_i^5$	w_i^5	$C^5=\sum_{i=1}^{6}\overline{F}_i^5\times w_i^5$	关键设备： $C^5\geqslant 0.8$ 重要设备： $0.5\leqslant C^5<0.8$ 一般设备： $C^5<0.5$
同一种类设备，各因素权重系数之和为 1，即 $\sum_{i=1}^{n}w_i^k=1$。其中，n 为关键因素数量，k 为该种类设备编号。 运营企业可根据实际情况，调整设备关键因素、因素权重、等级划分区间等内容，确保设备分级合理						

B.2.4　运营企业根据设备管理实际情况，确定各关键参数的指标权重，设置设备等级划分区间，确保设备分级合理。

附 录 C
（规范性）
站场承压类特种设备的检测监测内容

C.1 压力管道

站场内压力管道定期检验的重点检测监测内容见表 C.1。

表 C.1 压力管道定期检验的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
地上金属管道	宏观检验	主要检验管道结构、几何尺寸、表面情况（如裂纹、腐蚀、泄漏、变形等）及焊接接头、防腐层、隔热层等	目视检查、仪器检测	TSG 31
	壁厚测定	a) 主要对易受腐蚀、冲蚀，制造成形时壁厚减薄和使用中易产生变形、积液、磨损部位，超声导波检测、电磁检测及其他方法检查发现的可疑部位，支管连接等部位； b) 检验发现壁厚异常时应增加附近测点以确定异常区域，必要时适当提高整条管线的抽查比例； c) 采用长距离超声导波、电磁等方法检测时，可仅抽查信号异常处的壁厚	仪器检测	TSG 31
	表面缺陷检测	a) 铁磁性材料管道的表面缺陷检测优先采用磁粉检测； b) 宏观检查发现裂纹或有怀疑的管道，及隔热层破损或可能渗入雨水的奥氏体不锈钢管道，应在相应部位进行外表面无损检测； c) 认为有必要时，应对支管角焊缝等部位进行外表面无损检测抽查； d) 碳钢、低合金钢低温管道，Cr-Mo 钢管道，标准抗拉强度下限不小于 540 MPa 的低合金钢管道，长期承受明显交变载荷及首次检验的 GC1 级管道，应在焊接接头和应力集中部位进行外表面无损检测抽查； e) 存在环境开裂倾向的管道可在外表面采用其他检测方法对内表面进行抽查； f) 发现裂纹应扩大表面缺陷检测比例	仪器检测	TSG 31、NB/T 47013（所有部分）
	埋藏缺陷检测	a) 首次检验的管道按照 TSG 31 要求的比例进行焊接接头抽查检测（不具备检测条件的部位除外）； b) 按照 TSG 31 抽查发现，安全状况等级为 4 级或5 级的缺陷应增加抽查比例； c) 重点抽查安装、使用中返修或补焊部位，检验发现焊缝表面裂纹需进行埋藏缺陷检测的部位，错边量超过标准要求的部位，泄漏部位及其附近焊接接头，安装固定口等应力集中部位，泵、压缩机进出口第一道或相邻的焊接接头，支吊架损坏部位附近的焊接接头，异种钢焊接接头，管道变形较大部位的焊接接头等	仪器检测	TSG 31、NB/T 47013（所有部分）

表 C.1　压力管道定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
地上金属管道	材质分析	a）　材质不明的管道需查明管道材料种类、牌号，根据具体情况采用化学分析、光谱分析等方法确定，再次检验时不需进行该项目检验； b）　有高温蠕变和材质劣化倾向的管道，应选择代表性部位进行硬度检测，必要时进行金相分析； c）　有焊缝硬度要求的管道，应进行焊接接头硬度检测	仪器检测	TSG 31
	耐压试验	检验过程中对管道安全状况有怀疑时，应进行耐压试验	试验测试	GB/T 20801.1
	其他	站场管道采用泄漏试验等方法进行检测时，检测结果应符合相关站场设计或施工验收规范	试验测试	GB/T 20801.1
埋地金属管道	外防腐保温层完整性	a）　管道外防腐层表面应无气泡、蚀坑、破损、裂纹、剥离等现象，重点检查出入土端防腐层保温层的完好情况； b）　选择易发生腐蚀的部位开挖抽查埋地管道防腐层状况； c）　综合评价管道外防腐层质量状况	目视检查、仪器检测	TSG D7003、GB/T 19285
	阴极保护有效性	a）　对于已实施区域阴极保护的站场，应在不同区域选择典型位置测量管道阴极保护电位（通/断电位），对区域阴极保护系统运行状况进行检查； b）　采用牺牲阳极保护的管段，可用断电试片法进行测试	目视检查、仪器检测	TSG D7003、GB/T 19285
	环境腐蚀性	a）　应在站场典型位置测量土壤电阻率、管道自然电位，采样进行土壤理化性能测试，综合评价环境腐蚀性； b）　应选择典型位置利用杂散电流干扰测试仪器持续监测管道的管地电位和电压，判断杂散电流干扰源特性	目视检查、仪器检测	TSG D7003、GB/T 19285
	管体及焊缝	a）　选择容易发生腐蚀损伤位置管段，利用超声导波等技术对管道本体缺陷（如内、外腐蚀及管体金属损失）进行检测，管道焊缝利用射线、超声相控阵等技术进行检测； b）　重点检查防腐保温层破损位置管道和焊缝的缺陷状况	厚度测量、表面无损检测、开挖抽检	TSG D7003、GB/T 19285
	异常情况	a）　管道及组成件、支撑件的异常振动、变形、断裂、移位等异常情况检查； b）　与管道相连的阀门、法兰、膨胀节、排放装置等附属设施的断裂、变形、腐蚀、堵塞、损坏、部件失效、螺栓松动、泄漏等异常检查； c）　重点检测管道连接部位、出/入土交界位置、应力集中部位、异常振动等薄弱环节； d）　最高工作压力不小于 Class600 的法兰和法兰螺栓应逐一检测	目视检查、仪器检测	TSG D7003
	其他	站场管道采用耐压试验、泄漏试验等方法进行检测时，检测结果应符合相关站场设计或施工验收规范	目视检查、仪器检测	GB/T 20801.1

表 C.1　压力管道定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
非金属管道	外表面宏观检验	管道外表面是否有腐蚀失光、粉化、龟裂、凿痕、划痕或者开裂、磨损和机械接触损伤、鼓包、变形、纤维裸露等	目视检查、仪器检测	TSG 31
	内表面宏观检验	能进行内表面检验的管道，检验其内表面是否光滑平整，是否有杂质、纤维裸露、裂纹，是否有明显划痕，是否有失光、变色、龟裂、树脂粉化、纤维失强等化学腐蚀缺陷，是否有破损、裂纹、银纹等力学破坏缺陷，是否有溶胀、分层、鼓泡等浸渗腐蚀缺陷，焊接（粘接）接头树脂是否饱满，是否有脱层、起皮、分层、破损等缺陷，管件是否有破损、起皮、分层、翘边等缺陷	目视检查、仪器检测	TSG 31
	其他	站场管道采用耐压试验、泄漏试验等方法进行检测时，检测结果应符合相关站场设计或施工验收规范	试验测试	TSG 31
埋地金属管道的开挖直接检查按照非埋地金属管道的检测项目执行。 非金属管道中金属受压部件的检验按照 TSG 31 等相关金属管道的规定执行				

C.2　压力容器

站场内压力容器定期检验的重点检测监测内容见表 C.2。

表 C.2　压力容器定期检验的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
金属压力容器	宏观检验	目视方法（必要时利用内窥镜、放大镜或其他辅助仪器设备、测量工具）检验容器本体结构、几何尺寸、表面情况（如裂纹、腐蚀、泄漏、变形），及焊缝、隔热层、衬里等	目视检查、仪器检测	TSG 21
	壁厚测定	a）　一般选择液位经常波动的部位、物料进口/流动转向/截面突变等易受腐蚀/冲蚀的部位、制造成型时壁厚减薄部位和使用中易产生变形及磨损的部位、接管部位、宏观检验时发现的可疑部位； b）　壁厚测定如发现母材存在分层缺陷，应增加测点或采用超声检测，查明分层分布及与表面倾斜度； c）　一般采用超声测厚方法，测定位置应有代表性，有足够的测点数	仪器检测	TSG 21

表 C.2　压力容器定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
金属压力容器	表面缺陷检测	a）碳钢低合金钢制低温压力容器、存在环境开裂倾向或机械损伤现象的压力容器、有再热裂纹倾向的压力容器、Cr-Mo 钢制压力容器、标准抗拉强度下限值大于 540 MPa 的低合金钢制压力容器、按照疲劳分析设计的压力容器、首次定期检验的设计压力大于或等于 1.6 MPa 的第Ⅲ类压力容器，检测长度不少于对接焊缝总长度的 20%； b）应力集中部位、变形部位、宏观检验发现裂纹的部位，奥氏体不锈钢堆焊层，异种钢焊接接头、T 型接头、接管角接接头、其他有怀疑的焊接接头，补焊区、工卡具焊迹、电弧损伤处和易产生裂纹部位应重点检验； c）对焊接裂纹敏感材料，注意检验可能出现的延迟裂纹； d）检测中发现裂纹时应扩大表面无损检测比例或区域； e）如无法在内表面检测，可在外表面采用其他方法对内表面进行检测； f）应采用磁粉、渗透检测方法。铁磁性材料制压力容器的表面检测应优先采用磁粉检测	仪器检测	NB/T 47013（所有部分）
	埋藏缺陷检测	有下列情况时，根据具体情况确定检测方法、比例，必要时可用声发射检测判断缺陷活动性： a）使用中补焊过的部位； b）检验时发现焊缝表面裂纹，认为需要进行焊缝埋藏缺陷检测的部位； c）错边量和棱角度超过产品标准要求的焊缝部位； d）使用中出现焊接接头泄漏的部位及其两端延长部位； e）承受交变载荷的焊接接头和其他应力集中部位。 已进行过埋藏缺陷检测的，使用中如无异常情况，可不再进行检测	仪器检测	NB/T 47013（所有部分）
	材料分析	根据情况采用化学分析、光谱分析、硬度检测、金相分析等方法。 a）材质不明的，一般需查明主要受压元件的材料种类；对于第Ⅲ类压力容器及有特殊要求的应查明材质； b）有材质劣化倾向的应进行硬度检测，必要时进行金相分析； c）有焊缝硬度要求的应进行硬度检测。 对已进行 a)项检验且作出明确处理的，不再重复检验	仪器检测、测试分析	TSG 21

表 C.2　压力容器定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
金属压力容器	密封紧固件检验	M36(含)以上螺杆在逐个清洗后，检验损伤和裂纹情况，重点检验螺纹及过渡部位有无环向裂纹，必要时进行无损检测	目视检查、仪器检测	TSG 21
	耐压试验	检验过程中对安全状况有怀疑时应进行耐压试验。试验参数[以本次检验确定的允许(监控)使用参数为基础计算]、准备工作、安全防护、试验介质、试验过程、合格要求等按相关规定执行	试验测试	TSG 21
	泄漏试验	对介质毒性危害程度为极度、高度，或设计上不准许微量泄漏的，应进行泄漏试验。泄漏试验包括气密性试验和氨、卤素、氨检漏试验。试验方法的选择，按照压力容器设计图样的要求执行	仪器检测	TSG 21
非金属及非金属衬里压力容器	宏观检验	**搪玻璃**压力容器： a) 检验铭牌和标志是否清楚，牢固可靠； b) 搪玻璃层表面是否有腐蚀、磨损、机械接触损伤、爆瓷脱落，法兰边缘搪玻璃层是否有脱落； c) 对搪玻璃层进行直流高电压检测，检测电压为10 kV； d) 测定搪玻璃层厚度。 **石墨及石墨衬里**压力容器： a) 检验铭牌和标志是否清楚，牢固可靠； b) 容器筒体、侧盖板、上下盖板是否有变形与腐蚀； c) 石墨部件表面是否有腐蚀、酥松、磨损、分层、掉块、裂纹等缺陷，石墨衬里是否有鼓包，金属基体是否脱离； d) 石墨部件粘接部位是否完好，是否有腐蚀、开裂和渗漏。 **纤维增强塑料(及衬里)**压力容器： a) 检验铭牌和标志是否清楚，牢固可靠； b) 外表面是否有腐蚀失光、开裂、磨损和机械接触损伤、鼓包、变形、纤维裸露等； c) 内表面是否光滑平整，是否有杂质、纤维裸露、裂纹，是否有明显划痕，是否有失光、变色、龟裂、树脂粉化、纤维失强等腐蚀缺陷，是否有破损、裂纹、银纹等力学破坏缺陷，是否有溶胀、分层、鼓泡等浸渗腐蚀缺陷； d) 容器角接、搭接及筒体与封头的内粘接缝树脂是否饱满，是否有脱层、起皮，粘接缝是否裸露，粘接基面法兰是否有角裂、起皮、分层、破损等缺陷；人孔、检查孔、接管法兰及其内补强结构区是否有破损、起皮、分层、翘边等缺陷； e) 容器本体、内支撑架及内件联接是否牢固，联接受力区是否有裂纹、破损等缺陷； f) 衬里是否鼓包、与基体是否有分离等缺陷； g) 用测厚仪测定纤维增强衬里层的厚度并且进行5 kV直流高电压检验。 **热塑性塑料衬里压力容器**： a) 检验衬里是否有腐蚀失光、老化开裂、磨损和机械接触损伤、鼓包、与基体分离等缺陷； b) 对塑料衬里进行5 kV直流高电压检测和厚度测定	目视检查、仪器检测	TSG 21、GB/T 7991.6

表 C.2　压力容器定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
非金属及非金属衬里压力容器	附件及仪表检验	**搪玻璃**压力容器： a)　卡子、活套法兰是否有腐蚀迹象； b)　法兰密封面有无泄漏，密封垫片的聚四氟乙烯包覆层是否完好，结构层是否完好和具有良好弹性； c)　搪玻璃放料阀关闭时是否有泄漏，孔板防腐层是否完好。 **石墨及石墨衬里**压力容器： 对有防腐层的附件、仪表，检验其防腐层是否完好。 **纤维增强塑料（及衬里）**压力容器： 对有防腐层的附件、仪表，检验其防腐层是否完好	目视检查	TSG 21
	密封紧固件检验	**搪玻璃**压力容器： 检验夹套介质进口管口挡板及附近部位是否完好、功能是否符合要求。 **石墨及石墨衬里**压力容器： 检验法兰密封面是否有泄漏，密封垫片是否完好。 **纤维增强塑料（及衬里）**压力容器： 管口、支撑件等连接部位是否有开裂、拉脱现象	目视检查	TSG 21
	耐压试验	有下列情况时应进行耐压试验： a)　对压力容器的安全状况有怀疑的； b)　非金属主要受压元件或衬里更换的； c)　对非金属部分进行局部修复的	试验测试	TSG 21
非金属压力容器中的金属受压部件的检验按照 TSG 21 中金属压力容器的相应规定执行				

C.3　锅炉

站场内锅炉定期检验的重点检测监测内容见表 C.3。

表 C.3　锅炉定期检验的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
外部检验	铭牌、操作空间和承重装置	a)　锅炉铭牌、安全通道、照明设施； b)　承重结构及支吊架的裂纹、脱落、变形、腐蚀、焊缝开裂、卡死、失（过）载及螺帽松动； c)　防火、防雷、防风、防雨、防冻、防腐等设施情况	目视检查	TSG 11

表 C.3　锅炉定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
外部检验	本体和范围内管道	a）受压部件可见部位变形、结焦、泄漏情况及耐火砌筑的破损、脱落情况； b）除渣设备的运转情况；管接头可见部位、法兰、人孔、头孔、清洗孔、检查孔、观察孔、水汽取样孔的腐蚀、渗漏情况； c）阀门参数、标志、编号，重要阀门的开度指示和限位装置及阀门泄漏； d）分汽缸的变形、泄漏及保温脱落情况； e）膨胀指示器的完好情况及示值误差； f）锅炉燃烧的稳定情况； g）炉墙、炉顶的开裂、破损、脱落、漏烟和变形情况及炉墙的振动情况； h）炉墙和管道保温的变形、破损、脱落情况	目视检查	TSG 11
	燃烧设备、辅助设备及系统	a）燃烧设备及系统的运转情况； b）鼓风机、引风机的运转情况	目视检查	TSG 11
	水（介）质处理	a）水处理情况及记录； b）超高压及以下锅炉取样检验	目视检查、分析测试	TSG 11
	特殊要求	a）热水锅炉的集气装置、排气阀、泄放管、排污阀（放水阀）、除污器、定压和循环水的膨胀装置、自动补给水装置、循环泵停泵联锁装置装置的装设； b）有机热载体锅炉的热载体酸值、运动黏度、闭口闪点、残炭、水分和低沸物馏出温度检验记录，闪蒸罐、冷凝液罐和膨胀罐、安全保护装置的装设	目视检查	TSG 11
内部检验	锅筒（壳）、炉胆、炉胆顶、回燃室、下脚圈、冲天管、外置式汽水分离器和集箱（分汽缸）	a）内外表面和对接焊缝以及热影响区的裂纹情况； b）拉撑件、人孔圈、丰孔圈、下降管、立式锅炉的炉广圈、冲大管、喉管、进水管等处角焊缝表面的裂纹情况； c）部件扳边区的裂纹、起槽情况； d）锅筒底部、管孔区、水位线附近、进水管与锅筒或者集箱连接处、排污管与锅筒或者集箱连接处、炉胆的内外表面、立式锅炉的下脚圈、集箱内外表面的结垢、腐蚀、磨损减薄情况； e）从锅筒内部检查水位表、压力表等连通管的堵塞情况； f）受高温辐射和存在较大应力的部位的变形裂纹情况； g）高温烟气区管板的泄漏、裂纹情况，胀接口严密情况，胀接管口和孔桥的裂纹或者苛性脆化情况； h）受高温辐射热或者介质温度较高部位集箱的过热、胀粗、变形情况； i）锅筒（壳）、炉胆、炉胆顶、回燃室、集箱介质侧的结垢或者积炭情况	目视检查、仪器检测	TSG 11

表 C.3　锅炉定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
内部检验	管子	a）　烟管、对流管束、沸腾炉埋管、循环流化床锅炉水冷壁管、光管省煤器、吹灰口附近等受烟气高速冲刷部位和易受低温腐蚀的尾部烟道管束的腐蚀、磨损情况； b）　受高温辐射热或者介质温度较高部位的管子的过热、胀粗、变形情况； c）　管子表面的裂纹情况； d）　管子介质侧的结垢、积炭情况	目视检查、仪器检测	TSG 11
	管道和主要连接管道	a）　管道的腐蚀、裂纹情况； b）　介质温度较高部位管道的胀粗、变形情况； c）　管道支吊架松动、裂纹、脱落、变形、腐蚀情况，焊缝开裂情况，吊架失载、过载情况以及吊架螺帽松动情况	目视检查、仪器检测	TSG 11
	阀门阀体	a）　阀门型式、规格； b）　阀体外表面的腐蚀、裂纹、泄漏、铸(锻)造缺陷情况	目视检查、仪器检测	TSG 11
	非受压部件	a）　承受锅炉载荷或者限制锅炉受压部件变形量的主要支撑件的过热、过烧、变形情况，吊耳、支座与锅筒(壳)或者集箱连接角焊缝的裂纹或者其他超标缺陷情况； b）　燃烧设备(如燃烧器、炉排等)的烧损和变形情况，炉拱、耐火层脱落情况，燃油或燃气锅炉漏油、漏气情况； c）　炉顶、炉墙的开裂、变形情况，保温层的破损情况	目视检查、仪器检测	TSG 11

C.4　加热炉

站场内加热炉定期检验的重点检测内容见表 C.4。

表 C.4　加热炉定期检验的重点检测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
加热炉	宏观检查	主要检查加热炉内外表面、开孔接管、弯头有无受介质腐蚀或冲刷磨损等现象	目视检查	TSG 21、SY 0031
	裂纹检查	检查加热炉受压元件的全部焊接接头、封头过渡区和其他有应力集中的部位有无断裂或裂纹	目视检查、仪器检测	TSG 21
	壁厚测量	a）　管式加热炉的炉管和火筒式加热炉的壳体、火筒、烟管、换热管等通过检验发现较重腐蚀时，应对有怀疑的部位进行多处壁厚测量； b）　外部有保温层的加热炉，定期检验时若怀疑壳体有缺陷，则应拆除保温层进行检查	仪器检测	TSG 21、SY 0031

表 C.4　加热炉定期检验的重点检测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
加热炉	结垢情况检查	检查炉内主要元件的结垢情况	目视检查	SY 0031
	水压试验	检验过程中对加热炉安全状况有怀疑时，应进行水压试验	试验测试	TSG 21、SY 0031

C.5　安全附件及仪表

站场内安全附件及仪表定期检验的重点检测监测内容见表 C.5。

表 C.5　安全附件定期检验的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
安全附件	安全阀	a）选型是否正确； b）是否在校验有效期内使用（一般每年校验 1 次）； c）杠杆式安全阀的防止重锤自由移动和杠杆越出的装置是否完好；弹簧式安全阀的调整螺钉的铅封装置是否完好；静重式安全阀的防止重片飞脱的装置是否完好； d）如果安全阀和排放口之间装设了截止阀，截止阀是否处于全开位置及铅封是否完好； e）安全阀是否有泄漏； f）放空管是否通畅，防雨帽是否完好	目视检查	TSG 11、TSG 21、TSG 31
	爆破片装置	a）爆破片是否超过规定使用期限； b）爆破片安装方向是否正确，产品铭牌上的爆破压力和温度是否符合要求； c）爆破片装置有无渗漏； d）爆破片使用过程中是否存在未超压爆破或者超压未爆破的情况； e）与爆破片夹持器相连的放空管是否通畅，放空管内是否存水（或者冰），防水帽、防雨片是否完好； f）爆破片和压力容器间装设的截止阀是否处于全开状态，铅封是否完好； g）爆破片和安全阀串联使用，如果爆破片装在安全阀的进口侧，检查爆破片和安全阀之间装设的压力表有无压力显示，打开截止阀检查有无气体排出； h）爆破片和安全阀串联使用，如果爆破片装在安全阀的出口侧，检查爆破片和安全阀之间装设的压力表有无压力显示，如果有压力显示应打开截止阀，检查能否顺利疏水、排气	目视检查	TSG 11、TSG 21、TSG 31

表 C.5　安全附件定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
安全附件	紧急切断阀	a）　外观检查：阀体、铭牌完好性、标识是否清晰，安装牢固性、无严重腐蚀、泄漏，控制管线（气/液/电）完好性，开关与指示是否正常； b）　功能与性能测试：通过控制开关确认能否正常启闭，动作准确。如触发后阀门应在 5 s 内完全关闭，关闭状态下阀门的内、外密封有无泄漏； c）　合规性：产品质量证明文件是否齐全，定期校验报告在有效期内，记录完整	目视检查	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31
	安全联锁装置	检查快开门等设备的联锁保护装置是否完整、有效，功能是否符合要求	目视检查	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31
仪表	压力表	a）　检查运行是否正常，同一系统上各压力表读数是否一致； b）　压力表选型是否符合要求； c）　压力表定期检修维护、检定有效期及其封签是否符合规定； d）　压力表外观、精度等级、量程是否符合要求； e）　在压力表和设备之间装设三通旋塞或者针形阀时，其位置、开启标记及其锁紧装置是否符合规定	目视检查	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31
	液位计	a）　检查运行是否正常； b）　液位计定期检修维护是否符合规定； c）　液位计外观及其附件是否符合规定； d）　寒冷地区室外使用或者盛装 0 ℃以下介质的液位计选型是否符合规定； e）　介质为易爆、毒性危害程度为极度或者高度危害的液化气体时，液位计防止泄漏保护装置是否符合规定	目视检查	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31
	测温仪表	a）　检查运行是否正常； b）　测温仪表的定期校验和检修是否符合规定； c）　测温仪表的量程与其检测的温度范围是否匹配； d）　测温仪表及其二次仪表的外观是否符合规定	目视检查	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31
	流量计、可燃气体报警仪等其他监控仪表	a）　检查远程数据误差、信号传输稳定性、仪表参数设置； b）　检查线路是否老化、进出口阀门状况、法兰连接规范性、静电接地	目视检查、 仪器检测	TSG 11、 TSG 21、 TSG 31

附 录 D
（资料性）
站场其他常用设备的检测监测内容

D.1 储罐

站场内储罐定期检验的重点检测监测内容见表 D.1。

表 D.1 储罐定期检验的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
立式圆筒形钢制焊接常压储罐（不含低温储罐）	外观检验	以直接目视方法为主，必要时亦可采用间接目视方法，借助放大镜、内窥镜或其他辅助设备和工具实施检验	目视检查、仪器检测	NB/T 11662
	罐壁、罐顶厚度测定	a) 选择易腐蚀、变形等代表性部位，并覆盖各层壁板和顶板； b) 壁板测厚重点为罐底板向上 1 m 范围和外观检验发现的可疑部位，顶板（浮舱底板）的测厚重点为外观检验发现的腐蚀严重部位； c) 必要时对浮顶集水坑实施厚度测定	仪器检测；根据工况选择超声波测厚仪、电磁超声测厚仪或其他适用的检测仪器	NB/T 11662
	罐底板腐蚀检测	a) 对于铁磁性材料罐底板腐蚀的开罐检测，推荐采用漏磁检测对整个罐底板可接触部位进行检测，经过声发射等在线检测或其他方法预检测确定的可疑或腐蚀明显部位，作为重点部位进行检测； b) 罐底板腐蚀的在线检测推荐采用声发射检测，当声发射检测结果显示边缘底板有严重腐蚀时，推荐采用高频导波检测方法进行复核，当显示其他部位有严重腐蚀时，推荐采用具备在油检测功能的检测仪器对相应部位进行复核，以确定实际腐蚀状态	仪器检测；可选用漏磁检测与声发射检测方式	JB/T 10764、JB/T 10765
	保温层检查	以外观检验为主，通过选点取样方式，主要检查保温结构、材料破损情况、护板变形、损坏及其固定情况	目视检查	NB/T 11662
	防腐层检测	a) 以外观检查为主，主要检查防腐层有无鼓包、粉化、龟裂和剥落等损伤； b) 当外观检验发现异常且认为必要时，采用低压检漏仪或电火花检测仪进行漏点检测	目视检查、仪器检测	NB/T 11662
	罐体变形检测	推荐采用全站仪、三维扫描仪等适用的检测仪器进行垂直度、局部变形量等检测	仪器检测	NB/T 11662

表 D.1　储罐定期检验的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
立式圆筒形钢制焊接常压储罐（不含低温储罐）	焊缝表面缺陷检测	a）开罐检验时实施表面缺陷检测，在线检验时根据现场情况决定是否实施外表面检测； b）大角焊缝、边缘底板对接焊缝、第一层壁板纵焊缝、第一、二层壁板丁字焊缝、集液槽与底板连接焊缝、底层壁板与接管连接焊缝推荐进行内表面检测； c）浮顶集水坑角焊缝、钢制中央排水管对接焊缝可在外表面实施检测，外观检验发现的渗漏或可疑部位根据实际情况进行表面检测； d）检测比例不低于 20%，其中接管与壁板连接角焊缝、浮顶集水坑角焊缝以及外观检验发现的渗漏或可疑部位进行 100%检测； e）铁磁性材料优先采用磁粉检测方法，无法实施磁粉检测的和非铁磁性材料采用渗透检测方法，现场条件具备时，也可采用涡流或其他适宜的方法	仪器检测	NB/T 47013.4、NB/T 47013.5
	焊缝埋藏缺陷检测	a）外观检验发现的焊接接头渗漏部位及其两端延长部位、裂纹部位及认为需要检测的其他部位进行埋藏缺陷检测； b）埋藏缺陷检测根据现场条件，选择超声检测（UT）或射线检测（RT），适用时可采用衍射时差法超声检测（TOFD）或相控阵超声检测（PA）等检测方法	仪器检测	NB/T 47013.2、NB/T 47013.3、NB/T 47013.10、NB/T 47013.15
	渗漏检测	a）外观检验发现罐底板焊缝、浮顶单盘板焊缝、浮舱底板焊缝、浮舱底板与壁板连接焊缝渗漏或对焊缝质量有怀疑时，进行渗漏检测； b）渗漏检测可采用真空试漏法、充气试漏法或煤油试漏法，真空试漏负压值不小于 53 kPa，充气试漏时向密封舱鼓入压力不小于 785 Pa 的压缩空气	仪器检测	NB/T 11662
	附件检查	以外观检验为主，必要时采用仪器进行测试	目视检查、仪器检测	NB/T 11662
	储罐基础检测	储罐基础检测推荐在外观检验的基础上，利用罐基础环墙已有检测点或布设观测点，采用水准仪或其他适用的仪器进行沉降观测	目视检查、仪器检测	NB/T 11662
常压低温 LNG 储罐	绝热系统检测	评估绝热材料的完整性及性能，采用目视、红外热成像等多种方法检测绝热效果	目视检查、仪器检测	—
	沉降监测	采用光学测量、激光扫描设备定期对储罐基础沉降进行监测及分析评价	仪器检测	GB 51156
	结构稳定性校核	发现罐体或基础存在异常变形、损伤时，采用有限元等方法对储罐结构进行应力分析与稳定性校核	测试分析	—

D.2 动设备

站场内动设备重点检测监测内容见表 D.2。

表 D.2 动设备的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
泵、压缩机、透平等转动设备	机械状态	a) 监测设备轴振动、位移、轴承状态等，诊断轴承、齿轮、转子等的不平衡、不对中、松动、磨损等故障； b) 轴承温度、润滑油温、缸体/机壳温度，异常温升是故障征兆； c) 润滑油及磨粒分析，包括油品黏度、水分、酸值，铁谱分析监测磨损金属颗粒成分与形貌等，诊断设备内部磨损与润滑状态； d) 异常噪声辅助诊断气蚀、泄漏、松动等	目视检查、仪器检测	GB/T 19873（所有部分）、GB/T 29531、GB/T 7777、JB/T 8541
	工艺性能	a) 监测运行过程中温度、压力、流量、电流、效率等关键性能参数与变化趋势； b) 泵和压缩机效率； c) 单位能耗（如 kWh/吨）	在线监测	GB/T 19873（所有部分）、GB/T 29531、GB/T 7777、JB/T 8541
	可靠性评价	a) 关键部件状态，包括转子、叶轮、轴、密封（机械密封/干气密封）、联轴器、轴承的磨损、腐蚀、裂纹情况； b) 安全保护系统，包括振动/温度高高联锁、超压泄放装置、润滑油低压保护等是否齐全、可靠、有效； c) 泄漏与密封性，包括静密封点（法兰）和动密封点（轴封）的泄漏情况； d) 剩余寿命评估，包括基于运行时间、启停次数、负荷历史、腐蚀速率等预测关键部件寿命	安全评价	GB/T 19873（所有部分）、GB/T 29531、GB/T 7777、JB/T 8541

D.3 安全仪表系统

站场内安全仪表系统的重点检测监测内容见表 D.3。

表 D.3 安全仪表系统的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
安全仪表系统（SIS）	设计有效性	a) 检查传感器、逻辑控制器、执行元件等硬件的冗余架构是否满足标准规定的最低要求，评估其可靠性； b) 收集各元件的诊断覆盖率、危险失效率、测试周期等数据，进行 SIL 验证计算和定级，确保满足目标 SIL 等级； c) 故障行为评估，检查系统对检测到的故障能安全响应	目视检查、仪器检测、安全评估	GB/T 20438.2、GB/T 32202、SY/T 6966、SY/T 7700

表 D.3　安全仪表系统的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
安全仪表系统（SIS）	运维有效性	a）　周期性测试，明确测试计划、内容、方法及周期要求； b）　重点检查 SIS 系统外观、示值、密封、供电、接地、功能测试、仪表检定、联锁回路校验等； c）　状态监测诊断，监控 SIS 的健康状态； d）　变更测试，修改后应重新测试； e）　测试、故障、变更均需记录并审核	目视检查、仪器检测、安全评估	GB/T 21109（所有部分）、GB/T 42834、SY/T 6966、SY/T 7700

D.4　电气设备

站场内电气设备的重点检测监测内容见表 D.4。

表 D.4　电气设备的重点检测监测内容

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
电气设备	外观与环境	a）　外观与标识，设备完好、无锈蚀、标识清晰、相位正确； b）　运行环境，检查照明、通风、封堵、防小动物措施等	目视检查	SY/T 6325
	电力变压器	a）　检查外观及接地； b）　运行温度监测； c）　测试绕组直流电阻、绝缘电阻与吸收比； d）　介质损耗因数、油色谱分析（油浸式）； e）　工频耐压试验	目视检查、仪器检测、在线监测	SY/T 6325、DL/T 596
	高压开关设备（开关柜、GIS 等）	a）　绝缘性能（主回路/控制回路绝缘电阻、工频耐压）； b）　回路电阻测试（断路器、隔离开关）； c）　机械特性测试（分合闸时间、速度）； d）　连锁功能检查； e）　六氟化硫（SF_6）设备专项（气体泄漏率、含水量）	目视检查、仪器检测	SY/T 6325、DL/T 596
	低压成套开关及控制设备	a）　结构安全与防护（外壳防护等级/IP、电气间隙与爬电距离、电击防护）； b）　性能测试（温升试验、工频耐压、短路耐受强度）； c）　功能与操作（机械操作、联锁、内部布线）	目视检查、仪器检测	SY/T 6325、DL/T 596
	电力电缆与线路	a）　测试绝缘电阻； b）　耐压试验； c）　检查电缆终端头； d）　检查敷设与防护	目视检查、仪器检测	SY/T 6325、DL/T 596
	继电保护与自动装置	a）　校验整定值； b）　传动试验； c）　检查绝缘； d）　检查二次回路	目视检查、仪器检测	SY/T 6325、DL/T 995

表 D.4　电气设备的重点检测监测内容（续）

对象	项目分类	主要内容	方式	相关标准
电气设备	防雷与接地系统	a）　测试接地电阻，通常共用接地≤4 Ω； b）　检查连接状态，连接点有无腐蚀松动； c）　检查防静电设施、人体静电消除器等	目视检查、仪器检测	GB 50650、SY/T 6325、SH 3097

附 录 E
（规范性）
站场设备完整性管理要素

E.1 承诺和方针

运营企业应做出站场设备完整性管理体系建立、实施与持续改进承诺，确定设备完整性管理方针，并经其最高管理者批准。承诺和方针应满足下列要求：

a） 与运营企业特点、需求、发展规模相适宜；

b） 与运营企业整体管理方针相一致；

c） 形成文件，并传达至全体员工和相关方；

d） 提供建立和实施完整性管理策略、目标和计划的框架；

e） 定期开展管理评审与效能评价，以确保设备完整性管理体系的持续改进。

E.2 目标和计划

运营企业应明确站场设备完整性管理的覆盖范围，建立设备完整性管理的目标，根据目标制定与之相适应的设备完整性管理计划，并定期分析其执行情况，不断改进。

E.3 组织机构与岗位职责

运营企业应确定设备完整性管理的组织机构，并明确其职责和负责人。参与完整性管理工作的人员应有明确的职责分工，给予从事管理、执行和考核的工作人员相应的职责和权限，并提供完整性管理中所需的基础设施与平台。

E.4 能力与资质

运营企业应定期对完整性管理、操作、检验检测、维修等岗位人员或单位进行培训，确保相关人员或单位具有相应能力与资质，并符合设备完整性管理体系的要求。

E.5 资源

运营企业应为站场设备完整性管理体系建设、实施和持续改进提供必要的人员、资金、技术、装备、信息等资源，并定期评估资源投入效果。

E.6 交流沟通

运营企业应建立和保持与员工、管理层、上下游客户、相关部门、公众、应急队伍等的联系和双向沟通机制。

E.7 技能培训

运营企业应规定站场设备完整性管理各岗位人员的技能要求，并制定培训计划，按期开展培训，培训内容应与相关人员技能需求一致，还应对培训效果进行评估并采取改进措施。

E.8 信息管理

运营企业应建立并持续升级站场设备完整性管理信息系统，建立信息沟通管理制度，按照业务需求

开发功能模块，支撑站场设备完整性管理各项活动。设备完整性管理信息系统的功能宜包括但不限于下列内容。

a) 数据管理。用于管理运营企业所有信息沟通、数据标准化、数据库建设、数据采集录入、维护更新、交换共享及安全等内容，可构建统一的数据管理中心。
b) 设备管理。用于站场设备设施、备品配件、检验检测设备等信息管理。
c) 安全管理。用于安全检查、隐患排查治理、应急抢修等信息管理。
d) 质量管理。用于设计选材、产品制造、施工安装、更新改造等工程项目过程质量、供应商和承包商资格和能力审查等信息管理。
e) 完整性管理。用于完整性管理中数据采集与管理、风险评估与管理策略、检测监测与评价、风险控制、管理评审与效能评价等环节的信息管理。
f) 运行维护管理。用于生产调度、维护维修、缺陷故障与失效管理、停用报废等信息管理。
g) 人员与客服管理。用于运营企业各类人员、用户服务等的信息管理。

E.9 记录和文件管理

运营企业应制定记录和文件管理程序，明确记录与文件管理的形式、标识、保管、归档、检索和处置等相关要求，对设备完整性管理体系中的重要内容应记录和管理，内容应至少包括：

a) 完整性管理目标和计划；
b) 实施完整性管理的程序；
c) 确保完整性管理有效实施和进行过程控制的相关文件和记录；
d) 设备风险评估报告、检测监测与评价报告、事故分析报告等技术文件；
e) 管理评审与效能评价报告。

E.10 场站与设备分类分级管理

运营企业应制定站场与设备分类分级标准，对站场与设备进行分类、分级管理，合理配置资源，根据运行环境变化、设备检修、站场改扩建及其他情况对设备分级进行动态调整。

E.11 风险管理

运营企业应建立站场设备安全风险分级管控和隐患排查治理制度，制定风险控制程序和措施。在设备全生命周期各个阶段开展危害因素识别、风险与可靠性评估工作，根据评估结果制定风险管理策略，指导设备设计优化、施工安装质量控制、检测监测与评价、维护维修、风险消减与控制、停用报废等工作，并对风险识别、评估、控制的有效性进行监视与测量，将风险控制在可接受水平。

E.12 质量控制

运营企业应建立过程质量控制程序、标准和措施，相关质量控制要求应与风险管理方法相结合，并覆盖站场设备全生命周期。建设期设备质量应通过设计审查、监造、现场监督检验、供应商与承包商资格和能力审查等措施，减少由于设计、选材、制造、施工安装不当产生的设备缺陷；运行阶段设备质量应通过定期检测监测与评价、维护维修、人员技能培训等措施，降低因缺陷故障、运行工艺或环境变化、操作不当等因素造成的设备失效。

E.13 检验、检测和预防性维修（ITPM）

运营企业应建立并保持设备 ITPM 管理程序，定期识别、制定、优化设备 ITPM 策略和计划。运营企业根据 ITPM 策略和计划，结合风险评估结果，选择合适的检验、检测、监测、评价、维护维修等措施

来保证站场内静设备、动设备、安全仪表系统、电气设备的完整性，并对执行情况进行跟踪，降低安全使用风险。

E.14 缺陷故障与失效管理

运营企业应建立站场设备缺陷故障与失效管理的信息数据档案和调查处理程序，制定缺陷和故障识别、评价和响应准则，并进行分级管理，按计划维护维修处置。失效事件发生后，按规定程序进行事件分析和调查，并根据具体情况建立相应的纠正或预防措施，有效控制事故发生。

E.15 应急管理

运营企业应根据站场设备可能的失效原因和失效后果制定包括应急物资准备、应急处置流程等内容的应急管理方案，定期组织演练，定期评估应急预案、响应措施、资源配置等完备性和有效性。

E.16 变更管理

运营企业应建立站场设备变更管理程序，对设备变更过程进行分级管理，管控设备变更过程中的风险。变更包括但不限于下列内容：

a) 承诺与方针、目标发生改变；
b) 站场所有权和管理机构的变更；
c) 超出设计范围的变更；
d) 设备材质、结构、用途、运行环境的改变；
e) 设备的新增、升级换代、改造及拆除；
f) 测量、控制、报警和联锁的变更。

E.17 外部控制

运营企业应确保设备完整性管理过程中外部提供的产品和服务符合要求，包括但不限于设备制造、备品备件、状态监测、润滑服务、专业维修、技术改造及相关技术服务等。建立相应准入机制，进行评价、选择、绩效监视及再评价。

E.18 专项管理

运营企业应根据实际需求，选择性建立站场设备的防腐、泄漏、润滑、防雷电、老化、能效等专项管理制度，明确相关专项管理的职责、程序和要求，对专项管理计划、实施过程、措施有效性等内容进行动态管理。

E.19 停用报废

当站场设备不能满足安全运行要求且修复不具备经济性时，应通过安全和环保的方式对设备进行停用或报废处理。

E.20 管理评审与效能评价

运营企业应建立站场设备管理评审与效能评价工作程序，制定设备检查、效能评价等管理绩效评价标准，定期对完整性管理体系和相关工作的内容、实施过程、实施结果进行监督检查与审核，提出改进措施，提升设备完整性管理体系的有效性。

E.21 持续改进

运营企业应根据管理评审与效能评价结果完善设备完整性管理体系运行机制、管理程序及控制措施，对发现的问题和不合格项，查找形成原因，确定纠正和预防措施，对改进过程进行监督和效果评价，以确保设备完整性管理体系的适宜性、充分性和有效性。

参 考 文 献

[1] GB 3836.16 爆炸性环境 第16部分:电气装置检查与维护规范
[2] GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法
[3] GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
[4] GB/T 33172 资产管理 综述、原则和术语
[5] GB/T 33173 资产管理 管理体系 要求
[6] GB/T 33314 腐蚀控制工程全生命周期 通用要求
[7] GB/T 35013 承压设备合于使用评价
[8] GB/T 42834 油气管道安全仪表系统的功能安全 运行维护要求
[9] GB/T 44692.1 危险化学品企业设备完整性 第1部分:管理体系要求
[10] GB/T 44692.2 危险化学品企业设备完整性 第2部分:技术实施指南
[11] GB 45067 特种设备重大事故隐患判定准则
[12] GB 45673 危险化学品企业安全生产标准化通用规范
[13] GB 50275 压缩机、风机、泵安装工程施工及验收规范
[14] GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准
[15] GB 51156 液化天然气接收站工程设计规范
[16] AQ 3059 化工企业液化烃储罐区安全管理规范
[17] JB/T 8541 容积式压缩机机械振动分级
[18] JB/T 10764 无损检测 常压金属储罐声发射检测及评价方法
[19] JB/T 10765 无损检测 常压金属储罐漏磁检测方法
[20] NB/T 11662 在役常压储罐检验与适用性评价
[21] SY/T 0087.1 钢制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
[22] SY/T 7700 油气田及管道工程仪表控制系统设计规范
[23] ISO 14224 Petroleum,petrochemical and natural gas industries—Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment